

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Эффективность довыработки запасов нефти из обводненных скважин с
помощью бурения БГС на примере Черновского месторождения

Руководитель _____ доцент, к.т.н. Н.Д. Булчаев
подпись, дата

Выпускник _____ А.А. Шалыгин
подпись, дата

Консультант:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Шалыгину Алексею Александровичу

Группа ГБ 13-03

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Эффективность довыработки запасов нефти из обводненных скважин с помощью бурения боковых горизонтальных стволов на примере Черновского месторождения».

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22 мая 2017 г.

Руководитель ВКР заведующий кафедрой РЭНГМ, доцент, канд.тех.наук
Булчаев Н.Д., ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Данные ГИС, Данные ПГИ, Данные полученные в процессе бурения.

Перечень разделов ВКР 1.Геологическая часть, 2.Технологическая часть, 3. Специальная часть, 4. Экономическая часть, 5. Экология и безопасность.

Перечень графического материала Геологическая карта Черновского месторождения, Структурная карта Черновского месторождения.

Руководитель ВКР _____
подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению _____
подпись

А.А. Шалыгин

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Проект содержит 101 страницу текста, в том числе 19 рисунков, 34 таблицы, 19 формул. Список использованных источников включает 31 пункт.

Основные термины и ключевые слова: ЗАЛЕЖЬ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБЪЕКТ, СКВАЖИНА, БОКОВОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ СТВОЛ (БГС), ЗАПАСЫ НЕФТИ, ДЕБИТ, НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ, ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ.

В проекте приведены общие сведения о месторождении, его геолого-физическая характеристика, выполнены: анализ текущего состояния разработки, анализ эффективности бурения БГС, дан сравнительный анализ проектного варианта разработки и базового варианта по их технико-экономическим показателям, полученным в результате расчетов, обоснован рекомендуемый вариант. Оценена эффективность довыработки запасов нефти из обводненных скважин с помощью бурения БГС, которая позволила увеличить КИН для турнейского объекта на 26,6 %.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Геологическая часть	9
1.1 Общие сведения о месторождении.....	9
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	10
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов .	17
1.4 Свойства и состав нефти, газа и воды	18
1.5 Запасы нефти, газа , КИН (утвержденное конечное и текущее значения)..	23
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на Черновском месторождении	25
2 Технологическая часть.....	30
2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения.....	30
2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения	31
2.2.1 Сравнение утвержденных и фактических показателей	32
2.2.2 Анализ состояния фонда скважин	34
2.2.3 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти, на турнейском объекте Черновского месторождения	35
2.2.4 Анализ выработки запасов нефти	
2.2.5 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	38
3 Специальная часть.....	40
3.1 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для увеличения нефтеотдачи из пластов.	40
3.2 Литературный и патентный обзор известных технических решений по разработке месторождений с использованием БГС	44
3.2.1 Определение критериев подбора для зарезки БГС	44
3.2.2 Подбор перспективных участков и скважин для зарезки боковых стволов	50

3.3	Определение технологической эффективности при реализации технического решения	56
3.3.1	Исходные данные для определения технологической эффективности резки БГС	56
3.2.2	Выбор метода определения технологической эффективности	57
3.3.3	Расчет технологической эффективности реализации БГС	64
3.3.4	Сравнение технологических показателей проектируемого технологического решения с утвержденным вариантом	72
4	Экономическая часть	74
4.1	Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения.	74
4.2	Исходные данные для расчета экономических показателей проекта.....	76
4.3	Расчет экономических показателей проекта.	77
4.3.1	Платежи и налоги	77
4.3.2	Капитальные вложения	79
4.3.3	Эксплуатационные затраты	79
4.3.4	Выручка от реализации	82
4.3.5	Прибыль от реализации.....	83
4.3.6	Дисконтированный поток денежной наличности.....	84
4.3.7	Индекс доходности.....	84
4.3.8	Период окупаемости денежных средств	85
4.4	Экономическое обоснование проектного технологического решения	86
5	Безопасность и экологичность.....	87
5.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	87
5.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	89
5.3	Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	90
5.4	Обеспечение безопасности технологического процесса.....	92

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	94
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	95
5.7 Экологичность проекта	96
Заключение	98
Список использованных источников	100

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные месторождения Удмуртии имеют сложное геологическое строение, пласты-коллекторы характеризуются низкой проницаемостью и пористостью. Объекты разработки нефтяных месторождений многопластовые, с высокой послойной и зональной неоднородностью, представлены чередованием в основном маломощных низкопроницаемых пропластков.

Продуктивные пласты-коллекторы относятся к поровому и порово-трещинному типу, более 80 % запасов нефти приурочено к карбонатным коллекторам. Глубина залегания продуктивных пластов 800-2300 м, нефтенасыщенные толщины пластов незначительные (1,0-10,0 м). Большинство нефтяных объектов имеют газовые шапки и обширные водонефтяные зоны. Около 70 % запасов относятся к трудноизвлекаемым, и это обусловлено следующими факторами: высокой вязкостью нефти; низкой проницаемостью коллекторов, а также их высокой послойной и зональной неоднородностью; малой эффективной толщиной пластов коллекторов; наличием подгазовых зон и маломощных нефтяных оторочек.

Основные разрабатываемые месторождения находятся в эксплуатации уже более 20 лет, поэтому имеют высокую выработанность запасов (44,3%) и более [31], высокую обводнённость (до 85 %) и находятся в стадии падающей добычи нефти. Структура остаточных запасов крайне неблагоприятная. На долю активных, находящихся в разработке запасов приходится 37 %. Остальные 63 % относятся к категории трудноизвлекаемых. Эффективная довыработка остаточных трудноизвлекаемых запасов требует внедрения принципиально новых технологий. Внедряемые в промышленных масштабах новые технологии нефтеотдачи, связанные с тепловыми и физико-химическими методами воздействия на продуктивные пласты, а также гидродинамические методы регулирования разработки, не решают в полной мере задачи

повышения эффективности добычи нефти из высокообводненных скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

В связи с вхождением наиболее значимых по запасам месторождений республики в позднюю стадию разработки, остро встаёт вопрос о стабилизации добычи нефти на основе увеличения коэффициента нефтеизвлечения. Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти, полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений с применением горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов (ГС и БГС). Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением и на поздней стадии разработки.

В неоднородных коллекторах существует немало невыработанных пропластков, целиков и других зон, заблокированных по разным причинам. Применение ГС и БГС позволяет существенно улучшить технологические и экономические показатели разработки и обеспечить более высокие темпы нефтедобычи и увеличение нефтеотдачи на 10-15 % [12].

В целях успешности применения боковых горизонтальных стволов, Управлением геологии ОАО «Белкамнефть» проводится большая работа по выбору объектов и оценке критериев горизонтального бурения.

Основной целью данной работы является технико-экономическая оценка бурения боковых горизонтальных стволов (БГС) в обводнившихся скважинах Черновского нефтяного месторождения, эксплуатация которых, в ближайшей перспективе, станет не рентабельна. Тема весьма актуальна, так как число таких скважин во всем мире неуклонно растет.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Черновское нефтяное месторождение находится на территории Воткинского и Шарканского районов Удмуртской Республики, в 15 км северо-западнее г. Воткинска и в 60 км северо-восточнее г. Ижевска (рисунок 1).

На территории месторождения находится жилой поселок Черновского лесоучастка. Ближайшие населенные пункты: Пашур-Вишур – в 1,5 км к северу, Заречный Вишур – в 2 км к западу, Верхняя Талица – в 6 км к югу.

Месторождение обустроено: подготовленная к переработке нефть подается в нефтепровод Ножовка – Набережные Челны, расположенный в 9 км к северу от пункта сбора.

В орографическом отношении – это слабохолмистая местность, расчлененная оврагами и долинами небольших рек. Площадь месторождения находится в бассейне мелководных рек Вотка и Шарканка. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +140 м – на юге до +250 м – на севере. Площадь месторождения занята, в основном, хвойными лесами и сельскохозяйственными угодьями. Почвы преимущественно дерновые среднеподзолистые низкопродуктивные.

Климат района умеренно-континентальный с продолжительной (до 6 месяцев) зимой и коротким (2,5 месяца) теплым летом, с хорошо выраженным переходными временами года – весной и осенью.

Основной водной артерией рассматриваемого района является р. Вотка - правый приток р. Сивы. Протяженность реки 52 км, течет в юго-восточном направлении.

В настоящее время пользование недрами с целью геологического изучения и добычи нефти залежей среднего и нижнего карбона на Черновском месторождении в Удмуртской Республики осуществляется ООО «Региональный нефтяной консорциум» на основании лицензии ИЖВ12088 НЭ от 29.12.03 г. Накопленная добыча по месторождению на 01.01.2014 г. составляет 3910 тыс.т нефти.

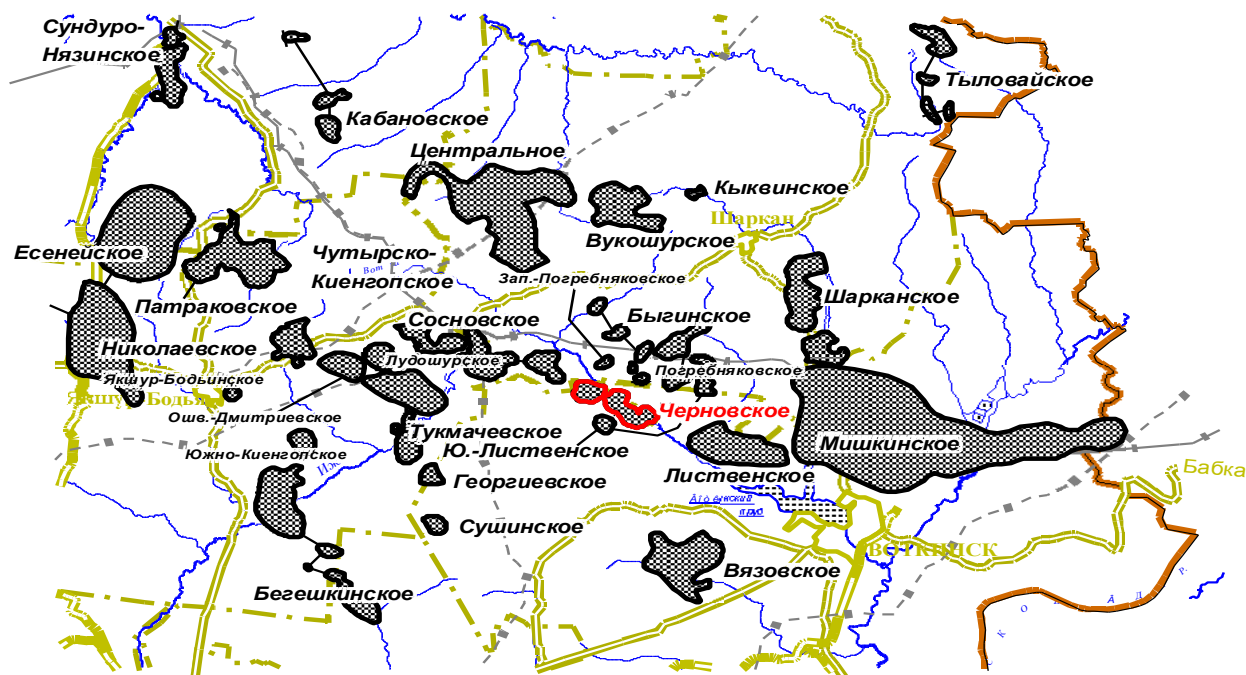


Рисунок 1 - Обзорная карта месторождений нефти и газа Удмуртской Республики

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

В региональном тектоническом отношении Черновское месторождение приурочено к Киенгопскому валу, расположенному в бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов Верхне-Камской впадины. Месторождение контролируется Черновской и Южно-Лиственской структурами облекания.

Черновское нефтяное месторождение в структурном отношении включает в себя три поднятия: Западное, Восточное и Центральное.

Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях каширского горизонта (пласт K_4) на Западном поднятии, верейского горизонта (пласты В-0, В-I, В-II, В-III), башкирского яруса (пласты A_{4-1} , A_{4-2} , A_{4-3} , A_{4-4}), терригенных отложениях тульского и бобриковского (пласты С-II+С-III) горизонтов, карбонатных отложениях турнейского яруса (пласт C_1-t , в подсчете запасов индексируется как $C_1t-IV+V$) на Западном и Восточном поднятиях.

Особенности Черновского месторождения состоят в его многокупольности, тонкослоистости продуктивного разреза, многопластовости, разнотипности вмещающих пород-коллекторов и наличии зон замещений

коллекторов. Месторождение состоит из 49 сравнительно небольших залежей нефти. Глубокими скважинами на Черновском месторождении вскрыты осадочные образования девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возрастов. Стратиграфия и литологическое описание вскрытой части разреза отражены в литолого-стратиграфическом разрезе (рисунок 2).

Стратиграфическое расчленение разреза произведено в соответствии с унифицированной стратиграфической схемой Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) от 2002 г. При этом использовались материалы межскважинной и межплощадной корреляции маркирующих границ по данным ГИС, выполненные в Комплексной тематической экспедиции ОАО «Удмуртгеология», ОАО «УНПП НИПИнефть», макроскопическое описание керна, биостратиграфические исследования (микропалеонтологические исследования по скважинам 410, 412, 413, 423, 424, 1078), выполненные в Комплексной тематической экспедиции ОАО «Удмуртгеология». В целом геологический разрез месторождения является типичным для северных районов ВУНГП.

В тектоническом отношении Черновское месторождение приурочено к Киенгопскому валу, расположенному в северной бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов, в центральной части Верхнекамской впадины (рисунок 3).

Кристаллический фундамент в зоне месторождения не вскрыт. Представления о его строении и глубинах залегания основываются на материалах интерпретации геофизических данных. Последние указывают на то, что кристаллический фундамент имеет блоковое строение и залегает на глубинах 3-5 км.

Черновская структура представляет собой вытянутую в северо-западном направлении брахиантиклинальную складку, простирающуюся которой совпадает с простираанием Киенгопского вала.

СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ	Глубина, м	Литологический разрез	Пласт	Толщина, м	Краткое литологическое описание пород							
ПЕРМСКАЯ	ВЕРХНИЙ	УФИМСКИЙ+КАЗАНСКИЙ+ТАТАРСКИЙ			160			1-15	Глины, суглинки, сланцы с прослоями песчаного, галечного, гравия							
					320			64-625	Пестроокрашенные глины, алевролиты, аргиллиты, песчаники с прослоями конгломератов, шерелеф, глинистых известняков							
					480			33-57	Доломиты светло-серые, широко-тонкозернистые с реликтовой органолюной структурой, плотные и корстые. Аргиллиты голубовато-серые, плотные.							
					640			61-87	Доломиты и известняки коричнево-серые, тонкозернистые, с реликтовой органолюной структурой, с включениями аргиллита и глина. Известняки св-серые, плотные.							
								25-55	Доломиты и известняки кор-серые, с включ. аргиллита и глина. В подошве залегают аргиллиты							
								78-118	Известняки св-серые, плотные и корстые. Доломиты серые, прослоями с органолюной структурой, плотные и корстые. Аргиллиты голубовато-серые, с реликтами доломитов.							
								117-191	Доломиты коричнево-серые, темного-серые, разномзернистые, прослоями с органолюной структурой, часто отмечаются включения аргиллита. Известняки серые, темного-серые, орголюные, широко-тонкозернистые, с орголюными детритом, неравномерно доломитизированные.							
					КАМЕННОУГОЛЬНАЯ			ВЕРХНИЙ	ЮСКИМ+АЖЕЛЬСКИЙ			800			59-69	Известняки серые, темного-серые, орголюные, неравномерно доломитизированные. Доломиты коричнево-серые, неравномерно известковистые, плотные и корстые.
												960			43-54	Известняки серые, т-серые, орголюные, неравномерно доломитизированные. Доломиты кор-серые, неравномерно известк., плотные и корстые. Отмечаются включения аргиллита, глина и кремня.
												1120			75-87	Известняки серые, орголюные, плотные, слабокористые, нефтеслащеющие. Доломиты серые, неравномерно користые, окрашенные, прослоями аргиллита. Аргиллиты нефтеслащеющие для нефтяных, неравномерно известковистые, плитчатые.
18-53	Переслаивание известняков и аргиллитов. Известняки серые, плотные, глинистые чередуются с известняками користыми, нефтеслащеющими.															
49-71	Известняки серые, орголюные, плотные и корстые, нефтеслащеющие. В толще часто известняки глинистые, отмечаются прослоями аргиллитов известковистых.															
71-103	Известняки орголюные св-серые, реже тонкозернистые с орголюными детритом, плотные, користые, отмечаются прослоями доломитов светло-серых, неравномерно известковистых, с включениями аргиллита.															
НИЖНИЙ	БАШКИРСКИЙ	СЕРПУХ.				1280									42-78	Переслаивание известняков и доломитов коричнево-серых, широко-тонкозернистых, разномзернистых, прослоями окрашенных, прослоями кварцевых.
						1440									50-61	Известняки серые, кор-серые, орголюные широко-тонкозернистые, доломитизированные, алевролиты с прослоями аргиллитов, песчаники св-серые, массивные нефтеслащеющие.
						С1-III									Песчаники массивные, алевролиты черные кварцевые, нефтеслащеющие, аргиллиты.	
						С-III-IV									Песчаники массивные алевролиты кварцевые нефтеслащеющие, аргиллиты.	
					С-V-VI	Известняки серые, орголюные, користые, нефтеслащеющие, аргиллиты плитчатые.										
					С-VII-VIII-IV	Известняки серые, орголюные, користые, нефтеслащеющие, аргиллиты плитчатые.										
					ДЕВОНСКАЯ	ВЕРХНИЙ		ФАМЕНСКИЙ			1600				428	Известняки светло-серые, коричнево-серые, широко-шелкозернистые, орголюные, плотные.
											1760					
											1920					
											88				Известняки серые, кор-серые, орголюные, тонкозернистые с орголюными детритом, плотные с прослоями доломитов кор-серых, тонко-шелкозернистых, плотных.	

Рисунок 2 - Литолого-стратиграфический разрез

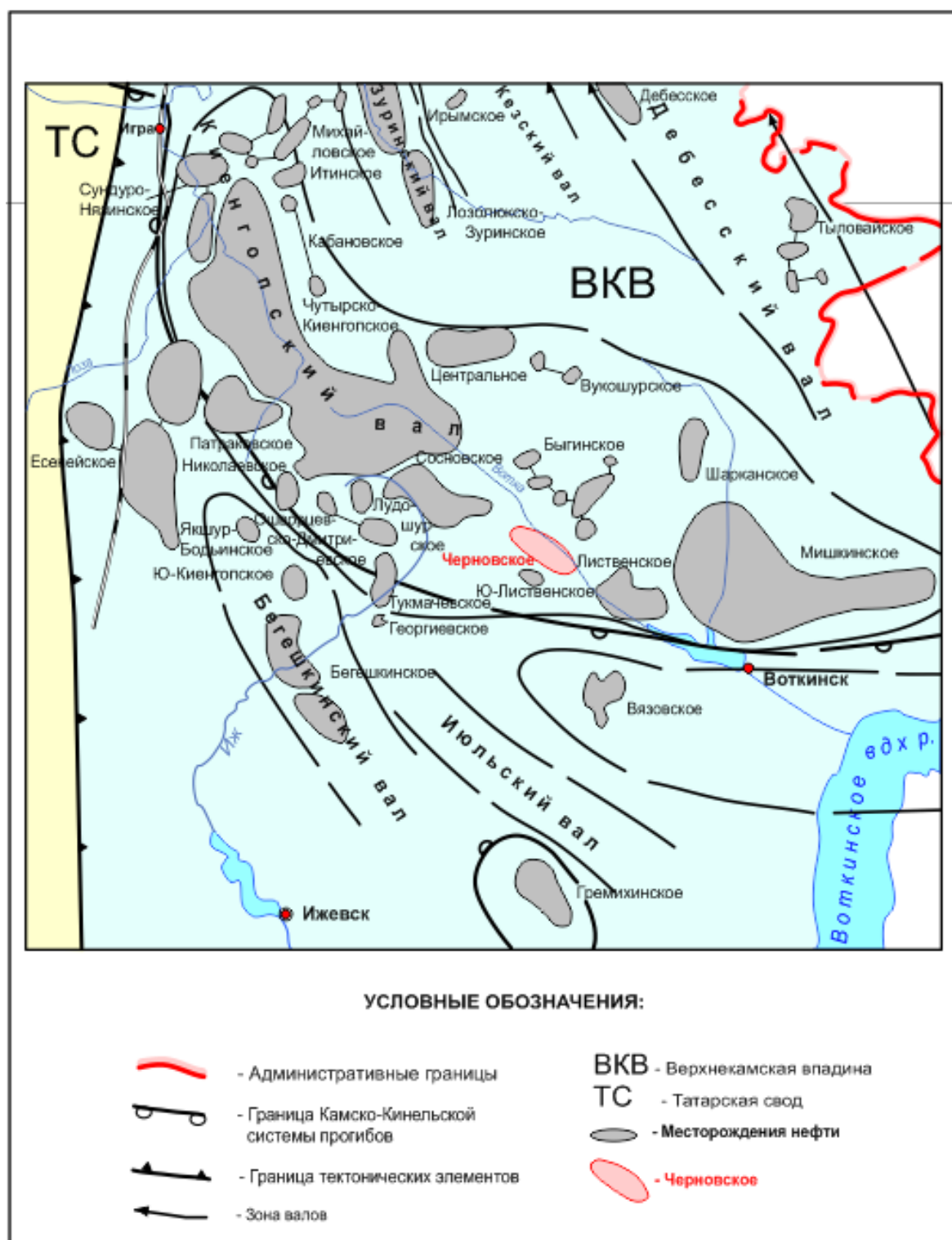


Рисунок 3 - Тектоническая схема района

Нефтеносность отложений турнейского яруса установлена по керну, геохимическим, промыслово-геофизическим данным, результатам опробования и подтверждена совместной и отдельной эксплуатацией. Турнейские залежи

КАМЕННОУГОЛЬНАЯ

СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ГОРИЗОНТ	ПЛАСТ	АБСОЛЮТ. ОТМЕТКА, м					
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1270					
					-1275					
					-1280					
					-1285					
					-1290					
					-1295					
					-1300					
					-1305					
					-1310					
					-1315					
					-1320					
					-1325					
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1330					
					-1335					
					-1340					
					-1345					
					-1350					
					-1355					
					-1360					
					-1365					
					-1370					
					-1375					
					-1380					
					-1385					
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1390					
					-1395					
					-1400					
					-1405					
					-1410					
					-1415					
					-1420					
					КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1270
										-1275
										-1280
										-1285
										-1290
-1295										
-1300										
-1305										
-1310										
-1315										
-1320										
-1325										
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1330					
					-1335					
					-1340					
					-1345					
					-1350					
					-1355					
					-1360					
					-1365					
					-1370					
					-1375					
					-1380					
					-1385					
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1390					
					-1395					
					-1400					
					-1405					
					-1410					
					-1415					
					-1420					
					КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1270
										-1275
										-1280
										-1285
										-1290
-1295										
-1300										
-1305										
-1310										
-1315										
-1320										
-1325										
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1330					
					-1335					
					-1340					
					-1345					
					-1350					
					-1355					
					-1360					
					-1365					
					-1370					
					-1375					
					-1380					
					-1385					
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ВИЗЕЙСКИЙ	ТУЛЬСКИЙ	АЛЕКСИНСКИЙ	-1390					
					-1395					
					-1400					
					-1405					
					-1410					
					-1415					
					-1420					

ПО ЛИНИИ I - I'

213 301 403 304 404 224 323 311 373 319 1078 333 381 339 343

СИСТЕМА
ОТДЕЛ
ЯРУС
ГОРИЗОНТ
ПЛАСТ
АБСОЛЮТ.
ОТМЕТКА, м

КАМЕННОУГОЛЬНАЯ

НИЖНИЙ

ВИЗЕЙСКИЙ

ТУЛЬСКИЙ

АЛЕКСИНСКИЙ

БОБРИКОВСКИЙ

ТУРНЕЙСКИЙ

МАЛЕВСКИЙ-УПИСКИЙ

С₁-al
C-I
C-II
C-IVa
C-III
C-IVb
C-V
C-VI
C₁-I+IV+V

УВНК-1312.6
ВНК-1323.2
УВНК-1328.1
УВНК-1327.7
УВНК-1327.6
УВНК-1325.9
УВНК-1326.9
УВНК-1328.6
УВНК-1329.1
УВНК-1329.5
УВНК-1351
УВНК-1359.7

АБСОЛЮТ.
ОТМЕТКА, м

-1270
-1275
-1280
-1285
-1290
-1295
-1300
-1305
-1310
-1315
-1320
-1325
-1330
-1335
-1340
-1345
-1350
-1355
-1360
-1365
-1370
-1375
-1380
-1385
-1390
-1395
-1400
-1405
-1410
-1415
-1420

Нефтяные залежи пласта C1t-II+III

Нефтеносность пласта С_{1t}-II+III приурочена к Западному (район одиночной скважины 407) и Центральному (район одиночной скважины 319) поднятиям.

14

эксплуатацией с пластом $C_{1t-IV+V}$ в скважине 407. Запасы нефти по пласту подсчитаны с геологической модели, структурные карты и карты толщин не строились.

Центральное поднятие. Нефтеносность пласта выявлена на стадии эксплуатационного бурения по данным ГИС в единственной скважине 319 (водозаборная). Пласт не испытан. Учитывая линзовидное строение залежи и незначительные геологические запасы (24 тыс. т) категории C_2 , на сегодняшний день запасы данной залежи постановке на учет в государственный баланс не подлежат.

Нефтяные залежи пласта $C_{1t-IV+V}$

Пласт $C_{1t-IV+V}$ прослеживается практически по всей площади, за исключением скважин 413, 226, 339, где пласт размыт. Пласт состоит из 1-6 проницаемых прослоев толщиной от 0,5 м до 12,9 м, суммарная толщина их по площади колеблется от 3,0 до 14,9 м; средняя толщина по эффективной части составляет 8,7 м.

В процессе эксплуатационного бурения в единственной скважине 404 ниже пласта $C_{1t-IV+V}$ выявлена нефтенасыщенная линза пласта $C_{1t-V'}$ толщиной 1,4 м, которая находится в совместной эксплуатации.

Нефтеносность пласта $C_{1t-IV+IV}$ приурочена к Западному и Центральному поднятиям.

Западное поднятие. Пласт $C_{1t-IV+V}$ нефтенасыщенный практически во всех пробуренных эксплуатационных скважинах (в скважинах 213, 303, 310, 405 – нефтеводонасыщенный) и в поисково-разведочной скважине 410.

Промышленная нефтеносность пласта выявлена на стадии разведки и подтверждена материалами ГИС, испытаниями в колонне скважины 410 и самостоятельной эксплуатацией в скважинах 306, 310.

ВНК принят условно на абсолютной отметке -1359,7 м – по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 410, где при испытании в колонне с интервала абсолютных отметок -1350,8...-1359,7 м получен приток безводной нефти дебитом 32 м³/сут при депрессии 9,82 МПа.

В пределах контура нефтеносности нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам изменяется от 2,7 м до 10,3 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составляет 7,2 м. Коэффициент эффективной толщины составляет 0,74, коэффициент расчлененности – 3,3. Тип залежи – пластовый сводовый.

Центральное поднятие. Пласт $C_{1t-IV+V}$ нефтеводонасыщенный по данным ГИС в двух эксплуатационных скважинах 311 (нагнетательная) и 332 (в эксплуатации на визейский объект), в остальных – водонасыщенный. Пласт не испытан. Учитывая незначительные геологические запасы (29 тыс.т) категории C_2 , на сегодняшний день запасы данной залежи постановке на учет в государственный баланс не подлежат.

Таблица 1 - Геолого-физическая характеристика Черновского месторождения (турнейский объект)

Параметры	Турнейский объект
	пласт $C_{1t-IV+V}$
Средняя глубина залегания, м	1461,1
Тип залежи	пластово-сводовый
Тип коллектора	карбонатный
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	1966
Средняя общая толщина, м	9,8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,47
Пористость, %	13,0
Средняя нефтенасыщенность, д. ед.	0,80
Проницаемость, мкм ²	0,458
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,728
Коэффициент расчлененности, д. ед.	3,5
Начальная пластовая температура, °С	27,9
Начальное пластовое давление, МПа	16,1
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с	98,4*
Плотность нефти в пласт. условиях, т/м ³	0,917
Плотность нефти в поверх. условиях, т/м ³	0,918
Абсолютная отметка ВНК, м	-1359,7
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,017*
Содержание серы в нефти, %	2,79*
Содержание парафина в нефти, %	2,46*
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,1*
Газосодержание нефти, м ³ /т	7,0*
Вязкость воды в пласт. условиях, мПа·с	1,5
Плотность воды в пласт. условиях, кг/м ³	1,18
Средняя продуктивность, м ³ /сут·МПа	3,26
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,497

* - по керну

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Коллекторские свойства пластов изучались на образцах керна, по промысловым геофизическим данным и по гидродинамическим исследованиям.

Средние значения пористости и нефтенасыщенности по залежам и по объекту разработки приняты по трехмерной геологической модели и рассчитывались как средневзвешенные по кубам пористости и нефтенасыщенности. Абсолютная проницаемость при трехмерном моделировании рассчитывалась по зависимостям от открытой пористости, полученным по лабораторным исследованиям на образцах керна Черновского месторождения. Средние значения абсолютной проницаемости по залежам и по объекту разработки рассчитывались как средневзвешенные по кубам абсолютной проницаемости в фильтрационной модели.

Нефтесодержащие коллекторы пластов $C_{1t-IV+V}$ представлены перекристаллизованными известняками светло-серыми, коричневато-серыми, детритовыми, вторично комковатыми, сферово-микрозернистыми, вторично микрокомковатыми, узорчатыми, водорослевыми, детритово-фораминиферовыми и известняковыми песчаниками. Цемент представлен перекристаллизованным, разномзернистым, тонко- крупнозернистым кальцитом, составляющим 5-40 %. Типы цемента: поровый, регенерационный и базальный.

Размер пор 0,02-1,0 мм, чаще не более 0,5 мм. Наблюдаются прослойками полые каверны размером 2-10 мм, за счёт выщелачивания органогенных остатков и микротрещины, частично заполненные дисперсным карбонатно-глинистым веществом.

Среди известняков отмечаются прослои доломитов известковистых, неравномерно сульфатизированных. Доломиты разномзернистые от тонко- до крупнозернистых. Размер кристаллов доломита 0,04-1,3 мм. В доломитах часто отмечаются линзы реликтов известняков микро-тонкозернистых и крупные кристаллы кальцита. Размер пор от 0,02 до 0,6 мм. Для карбонатных отложений

турнейского яруса в условиях залежи Черновского месторождения из-за отсутствия лабораторных экспериментов коэффициент вытеснения рассчитывался по обобщенной зависимости

$$K_{\text{выт}} = 0,8604 + 0,0652 \cdot \ln \frac{K_{np}}{\mu}$$

и при среднем значении проницаемости $0,454 \text{ мкм}^2$, $K_{\text{выт}}$ составляет 0,51, при этом по Западному поднятию $K_{np} = 0,458 \text{ мкм}^2$, $K_{\text{выт}} = 0,51$.

По результатам проведенных лабораторных исследований образцов керна определены зависимости между остаточной водонасыщенностью ($K_{ов}$) и проницаемостью (K_{np}) горных пород. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определялся как

$$K_{он} = (1 - K_{ов}) \cdot (1 - K_{\text{выт}}),$$

при этом $K_{ов} = (1 - K_n)$, где K_n – коэффициент нефтенасыщенности, принятый из трехмерной геологической модели.

Зависимость относительных фазовых проницаемостей в экспериментах рассчитывали по результатам нестационарного вытеснения нефти водой по методике С.А.Кундина и И.Ф.Куранова. В результате статистической обработки экспериментальных данных были получены обобщенные уравнения, описывающие характер изменения относительных фазовых проницаемостей.

В таблице 2 и на рисунке 5 приведены основные характеристики вытеснения нефти водой в условиях Черновского месторождения.

1.4 Свойства и состав нефти, газа и воды

Характеристика свойств флюидов, насыщающих продуктивные пласты месторождения, представлена по данным исследования глубинных и поверхностных проб, отобранных на этапе геологоразведочных работ (1979-1987 гг.) в поисково-разведочных скважинах 410, 221, 224, 1078 и поверхностных проб в 43 эксплуатационных скважинах в процессе разработки месторождения (1988-2000 гг.).

Таблица 2 - Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных пластов

Объект, горизонт	Кпр, мкм ²	Вязкость нефти, мПа·с	Содержание связанной воды, д.ед.	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	Квыт, д.ед.	Относительная проницаемость, д.ед.	
							для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при связанной воде
турнейский объект	0,454	98,4	0,21	0,79	0,397	0,497	0,143	0,999

Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов турнейского яруса ($K_{пр}=0,454\text{мкм}^2$; $\mu_n=98,4\text{ мПа}\cdot\text{с}$)

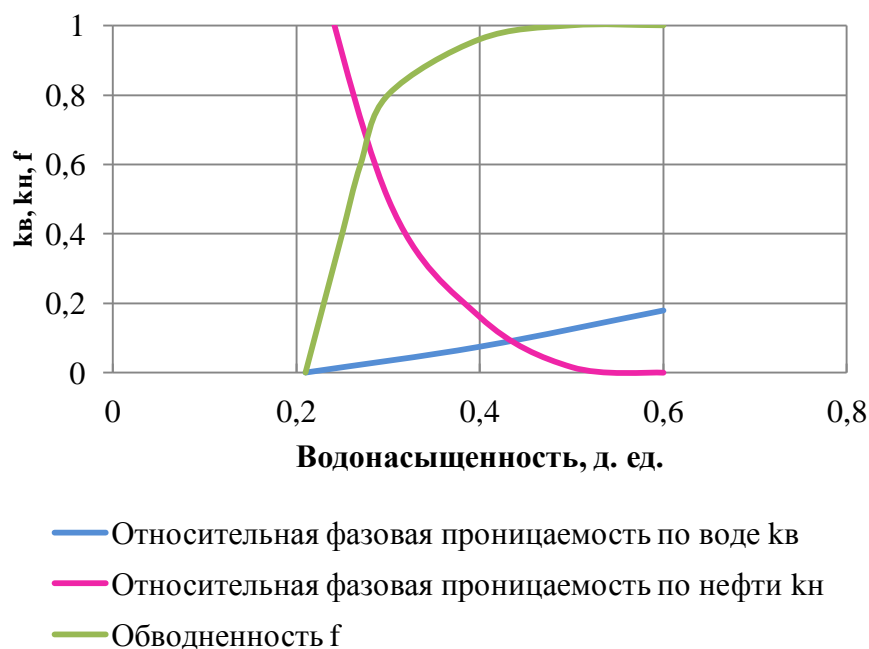


Рисунок 5 - Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов турнейского яруса ($K_{пр}=0,454\text{мкм}^2$; $\mu_n=98,4\text{ мПа}\cdot\text{с}$)

Химический анализ глубинных и поверхностных проб, отобранных в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах, выполнен в лаборатории ОАО «Удмуртгеология» и лаборатории двойного подчинения ОАО «Удмуртторф» – Удмуртский университет. Проведен анализ 39

глубинных проб нефти, из них признаны кондиционными 14 проб из отложений верейского горизонта и 12 проб из отложений визейского яруса.

В поверхностных условиях проанализировано 76 проб, распределение кондиционных проб нефти по продуктивным пластам характеризуется следующим образом: из каширских – 1; из верейских – 27; из башкирских – 15; из визейских – 18; из турнейских – 2 пробы. Часть проб отбракована из-за значительной разницы в плотности и вязкости нефти.

Нефти турнейского яруса представлены двумя поверхностными пробами, отобранными в скважинах 305, 402 (таблица 3). В среднем плотность в стандартных условиях составляет $0,918 \text{ г/см}^3$; вязкость при $t = 20^\circ\text{C}$ – $175,4 \text{ мм}^2/\text{с}$, при $t = 50^\circ\text{C}$ – $35,8 \text{ мм}^2/\text{с}$; содержание асфальтенов – 4,7 %, парафина – 2,5 %; серы – 2,8 %; смол силикагелевых – 22,9 %.

Свойства пластовой нефти турнейских залежей приняты по аналогии с параметрами глубинных проб, отобранных в скважине 1256 Погребняковского месторождения: динамическая вязкость – $98,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, объемный коэффициент – 1,017, газосодержание – $7,0 \text{ м}^3/\text{т}$.

По принятым классификациям нефти месторождения в каширских, верейских залежах средние по плотности в стандартных условиях ($0,886\text{--}0,896 \text{ г/см}^3$), в башкирских, визейских и турнейских залежах тяжелые по плотности ($> 0,900 \text{ г/см}^3$), высокосернистые ($> 2 \text{ %}$), парафиновые ($< 6 \text{ %}$), высокосмолистые ($> 15 \text{ %}$).

Пробы пластовой воды из отложений среднего карбона отобраны в скважинах 225, 412, 413 (1970-1980 гг.) и из отложений среднего и нижнего карбона в скважинах 207, 413 (2001-2003 г.г.) соответственно.

В гидрохимическом отношении пластовые воды месторождения являются рассолами хлоркальциевого типа с плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$. Общая минерализация в среднем колеблется от 246,1 г/л до 269,5 г/л. Пластовые воды обогащены йодом, бромом и другими ценными химическими элементами.

Изучение компонентного состава газа, растворенного в нефти, производилось при однократном разгазировании пластовых проб нефти в

стандартных условиях, полученных из залежей нефти месторождения. Всего проанализирована 21 проба, из них представительны 7 проб из отложений верейского горизонта, 6 проб из визейских отложений.

Характеристика состава растворенного газа башкирских и турнейских залежей принята по аналогии со средними характеристиками газа, полученных при однократном разгазировании глубинных проб, отобранных в скважинах Центральной зоны Сосновского месторождения и в скважине 1256 Погребняковского месторождения (таблица 4). По составу растворенный в нефти

газ является углеводородным, в среднем содержание азота: 26,9 % мол (верейские залежи), 32,8 % мол (башкирские залежи), 47,3 % мол (визейские залежи), 82,9 % мол (турнейские залежи) и характеризуется высокой плотностью в среднем: 1,349 (верейские залежи), 1,245 (башкирские залежи) и 1,228-1,256 (визейские залежи).

Таблица 3 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование	Кол-во исследований скв./проб	Диапазон изменения	Среднее значение
	Нижний карбон		
	Турнейский ярус		
	Западное поднятие		
	Пласт C _{1t} -IV+V		
	Скважины 305, 402		
1	2	3	4
Вязкость кинематическая, мм ² /с при 20 °С	2/2	173,79-176,93	175,36
		35,16-36,49	35,8
Плотность в станд. условиях, г/см ³		0,9155-0,9208	0,9182

Окончание таблицы 3

1	2	3	4
Температура плав- ления парафина, С°			
Массовое содержание, масс. %			
серы		3,54-3,04	2,79
смола силикагелевых		20,88-24,89	22,89
асфальтенов		3,81-5,48	4,65
парафинов		2,19-2,73	2,46
воды			
до 300 °С		38,9-40,7	39,8
Классификация нефти	III T ₂ M ₃ I ₂ P ₃		

Таблица 4 - Компонентный состав нефтяного газа при однократном разгазировании пластовой нефти (мольное содержание, %)

	Пласт
	турнейский
- сероводород	не опр.
- углекислый газ	не опр.
- азот	82,99*
- гелий	0,03*
- метан	3,47*
- этан	3,47*
- пропан	3,75*
- изобутан	1,99*
- бутан	3,09*
- изопентан	1,99*
- пентан	0,95*
-гексан	0*
- водород	0,44*
Плотность газа по воздуху	1,0735*

*значения параметров нефтяного газа, принятые по аналогии

1.5 Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное конечное и текущее значения)

Ко времени пересчета запасов (2007 г.) существенно возросла геолого-геофизическая изученность месторождения за счет полного эксплуатационного разбуривания. С учетом дополнительной информации существенно уточнена и детализирована геологическая модель месторождения, которая имеет некоторые отличия от модели, представленной в оперативном подсчете 1988 г., среди которых: в процессе эксплуатационного бурения по данным ГИС, результатам совместной эксплуатации установлена нефтеносность турнейских пластов C_{1t} -II+III в районе скважин 407 и 319 (пласт не испытан) и пласта C_{1t} -V' в районе скважины 404, который находится в совместной эксплуатации. Залежи нефти линзовидные.

Степень геологической изученности нефтяных залежей месторождения соответствует требованиям категорий В, C_1 и C_2 . В соответствии с действующей классификацией (1983 г.) основная часть запасов нефти по степени геологической изученности отнесена к промышленным категориям В и C_1 и незначительная часть к категории C_2 . Доля запасов нефти по категориям В+ C_1 в отложениях среднего карбона – 73 % (в.т.ч. в верейских – 37%, в башкирских – 36 %), в визейских – 20% (в т.ч. в алексинских – 4%, в тульских – 12%, в бобриковских – 4%) и в турнейских – 7%.

В ПО IRAR RMS созданы цифровые геологические модели по продуктивным пластам среднего и нижнего карбона, по ним проведено обоснование подсчетных параметров и подсчет начальных геологических запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов.

В ПО TEMPEST созданы цифровые гидродинамические модели по верейскому, башкирскому, визейскому, турнейскому объектам, на базе которых выполнено технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения (ТЭО КИН) и подсчет начальных извлекаемых запасов. Расчеты технологических показателей разработки по вариантам, выполненные

на базе гидродинамической модели, позволили оценить динамику отборов и конечный КИН как по объекту в целом, так и по каждому отдельно взятому пласту. Исходя из выполненной технико-экономической оценки вариантов разработки Черновского месторождения, утверждены следующие величины КИН (таблица 5):

Таблица 5 - Значения КИН по различным объектам

	Западное поднятие	Центральное+Восточное поднятия
по верейскому объекту	0,461	0,361
по башкирскому объекту	0,359	0,322
по визейскому объекту	0,378	0,434
по турнейскому объекту	0,336	-

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составили - по категориям В+С₁ – 19245 тыс.т/7227 тыс.т, по категории С₂ – 641тыс.т/134 тыс.т (протокол ГКЗ №93-пд от 11.12.2008 г.), в том числе:

- по каширским залежам по категории С₁ – 237 тыс.т/45 тыс.т, по категории С₂ – 220 тыс.т/42 тыс.т;
- по верейским залежам по категориям В+С₁ – 6973 тыс.т/2805 тыс.т; по категории С₂ – 64 тыс.т/9 тыс.т;
- по башкирским залежам по категории В+С₁ – 6923 тыс.т/2348 тыс.т; по категории С₂ – 80 тыс.т/11тыс.т;
- по визейским залежам по категории В+С₁ – 3717 тыс.т/1560 тыс.т; по категории С₂ – 277 тыс.т/72 тыс.т;
- по турнейским залежам по категории В – 1395 тыс.т/469 тыс.т.

Растворенный газ по Черновскому месторождению (начальные извлекаемые запасы по категориям В+С₁ – 86 млн. м³) не подлежит учету в Государственном балансе запасов полезных ископаемых в связи с незначительными запасами растворенного газа (менее 1 млрд. м³).

Из вышеприведенных данных следует, что по сравнению с ранее утвержденными запасами по состоянию на 01.01.88г., начальные геологические запасы нефти по категориям В+С₁, подсчитанные по уточненной геологической

модели, в целом по месторождению уменьшились на 5340 тыс.т (-22 %) начальные извлекаемые запасы на 1140 тыс.т (-14 %), по категории C_2 – начальные геологические запасы уменьшились на 3297 тыс.т (-89 %), начальные извлекаемые запасы на 1120 тыс.т (-89 %).

Результаты подсчета геологических запасов нефти по турнейскому объекту в приведены в таблице 6.

1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на Черновском месторождении

Особенности Черновского месторождения состоят в его многокупольности, тонкослоистости продуктивного разреза, многопластовости, разнотипности вмещающих пород-коллекторов и наличии зон замещений коллекторов. Месторождение состоит из 49 сравнительно небольших залежей нефти.

Отложения турнейского яруса Черновского месторождения представлены малевским, упинским и черепетским горизонтами. Турнейские залежи нефти пластов $C_{1t-II+III}$, $C_{1t-IV+V}$, $C_{1t-V'}$ приурочены к пористым органогенным известнякам. Пласты $C_{1t-II+III}$ и $C_{1t-V'}$ представляют собой нефтенасыщенные линзы в районе отдельных скважин и находятся в совместной эксплуатации с пластом $C_{1t-IV+V}$.

Тип коллектора карбонатный трещинно-поровый, характеризуется высоким коэффициентом песчанистости 0,728, коэффициент расчлененности 3,5, тип залежи пластово-сводный, нефти характеризуются высокой вязкостью 98,4 мПа·с, нефти высокосернистые (>2%), парафиновые (< 6%), высокосмолистые (>15%).

Таблица 6 - Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти по турнейскому отложению Черновского месторождения

Поднятие	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем залежи, тыс. м ³	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Нач. геол. запасы, тыс.т.	Коэф.извлечения нефти, д.ед.	Нач. извл. запасы, тыс.т.
					пористости	нефтенасыщ.	пересчетный				
пласт C _{1t} -II+III (линза нефти р-н скв. 407)	В	194	1,16	225	0,09	0,74	0,983	0,918	13	0,08	1
пласт C _{1t} -IV+V	В	1966	7,20	14144	0,13	0,80	0,983	0,918	1372	0,340	467
пласт C _{1t} -V' (линза нефти р-н скв. 404)	В	91	1,68	154	0,09	0,80	0,983	0,918	10	0,100	1
Западное	В								1395	0,336	469

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Черновское месторождение нефти открыто в 1979 г., первооткрывательницей явилась скважина 410Р, вскрывшая нефтенасыщенные известняки каширского, верейского горизонтов, башкирского, турнейского ярусов и нефтенасыщенные песчаники визейского яруса.

Месторождение введено в промышленную разработку в 1986 г. НГДУ ПО «Удмуртторф» согласно «Технологической схеме разработки Черновского месторождения».

Турнейский объект согласно проектным решениям разрабатывается на естественном режиме по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 400 м. Продуктивные отложения, имеющие промышленное значение, эксплуатируются только на Западном поднятии.

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по турнейскому объекту Западного поднятия составляют (по категории В) – 1395 тыс.т /469 тыс.т.

Утвержденный КИН по категории В – 0,336 д.ед.

Накопленная добыча нефти составила 154,6 тыс. т или 32,9 % от НИЗ.

Средний дебит действующей скважины по нефти составляет 3,6 т/сут, по жидкости – 18,2 т/сут.

Среднегодовая обводненность – 80 %.

Текущий коэффициент извлечения нефти по объекту на 01.01.2014 г. составляет 0,111 д.ед. от запасов категории В.

Накопленный ВНФ равен 0,4 д.ед.

Кратность выработки запасов нефти составляет 39 лет.

2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

Основные показатели выработки запасов (В) по турнейскому объекту Западного поднятия приведены на рисунке 6 и в таблице 7

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2005 г. и составляет 18,7 тыс. т при темпе отбора 3,99 %.

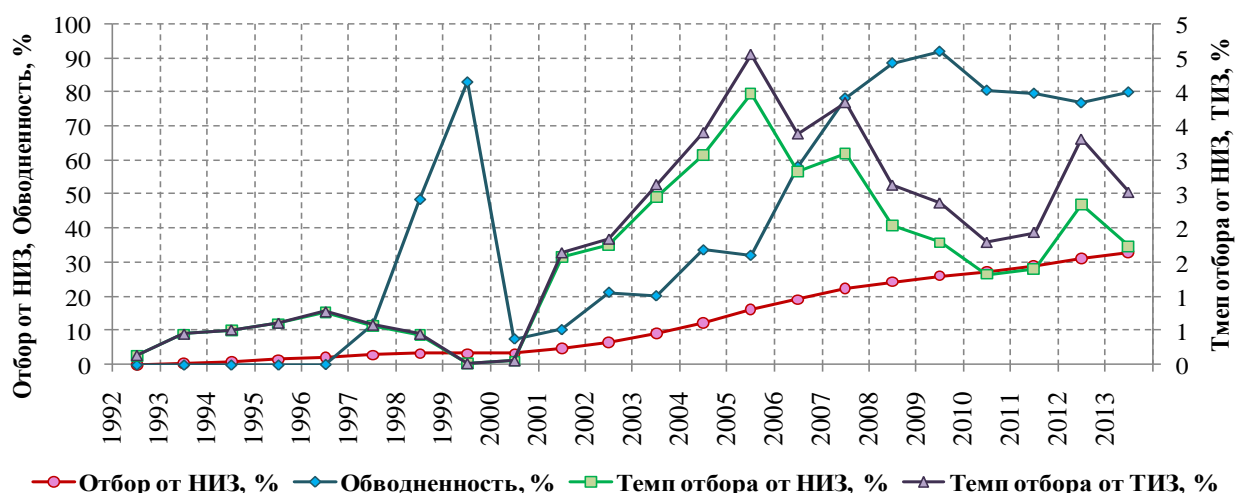


Рисунок 6 - Основные показатели выработки запасов нефти (В) по турнейскому объекту Западного купола

Таблица 7 - Основные показатели выработки запасов нефти (В) по турнейскому объекту Западного купола

Показатели	Единицы измерения	Объекты
		Турней
1	2	3
Площадь нефтеносности	тыс. м ²	1966
Нефтенасыщенная толщина	м	7.47
Геологические запасы	тыс. т	1395
Извлекаемые запасы	тыс. т	469
Утвержденный КИН	%	0.336
Накопленная добыча нефти	тыс. т	154.6
Текущие геологические запасы нефти	тыс. т	1240.4
Текущие извлекаемые запасы нефти	тыс. т	314.4
Текущая нефтеотдача	доли ед.	0.111
Годовая добыча нефти (2011 г.)	тыс. т	8.15
Накопленная добыча жидкости	тыс. т	541.4
Среднегодовая обводненность	%	80.0
ВНФ накопленный	доли ед.	0.4
Темп отбора от НИЗ	%	1.74

Окончание таблицы 7

1	2	3
Темп отбора от ТИЗ	%	2.53
Отбор от извлекаемых запасов	%	33.0
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	7
Действующий фонд нагнетательных скважин	шт.	-
Соотношение действующих доб. и нагн. скважин	-	-
Количество пробуренных скважин	шт.	7
Накопленная добыча нефти на одну скважину	тыс. т	22.1
Кратность выработки запасов	годы	39

2.2.1 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по турнейскому объекту приведено на рисунке 7.

Накопленная добыча нефти с 2009 по 2013 годы по проекту должна была составить 87,9 тыс. т, фактически добыто 40,4 тыс. т, что на 54 % ниже.

В 2013 году добыто по объекту 8,2 тыс. т нефти, что на 53 % ниже проектного значения (17,5 тыс. т), добыча жидкости на 47,7 % ниже проектного уровня и составляет 40,8 тыс. т вместо 78 тыс. т.

Невыполнение проектных показателей добычи нефти и жидкости связано с отсутствием ввода из бурения двух добывающих скважин. Средний дебит действующей скважины по нефти составил 3,6 т/сут (проект – 6,4 т/сут), по жидкости – 18,2 т/сут (проект – 28,4 т/сут). Среднегодовая обводненность выше проектной на 2 % и составляет 80 %.

За этот период был выполнен один перевод в 2009 году с верейско-башкирского объекта скважины № 410Р, по проекту был запланирован перевод в 2010 году.

Действующий добывающий фонд по турнейскому объекту на 01.01.2014 г. составляет 7 ед. (проект – 8 ед.).

Начальное пластовое давление по турнейскому объекту Западного купола составляет 16,1 МПа. За весь период разработки наблюдается незначительное снижение давления, с 2010 года давление стабилизируется и на текущее

состояние ниже начального на 1 % (15,9 МПа).

По состоянию на 01.01.2014 г. коэффициент нефтеизвлечения по турнейскому объекту 0,111 доли ед., что ниже утвержденного на 0,225 доли ед. (по проекту – 0,336 доли ед.). Отбор от утвержденных извлекаемых запасов составляет 33 % при проектном 42,8 %.

Невыполнение проектных уровней добычи нефти и жидкости по турнейскому объекту Черновского месторождения в период 2009 - 2013 гг. в целом составляет 47,5 тыс. т нефти, связано это с меньшим дебитом нефти, недостающего количества добывающих действующих скважин и их отработанного времени. Потери добычи составили 28 тыс. т нефти за счет дебита, 16 тыс. т за счет фонда, 3,5 тыс. т нефти за счет отработанных скважино-дней.

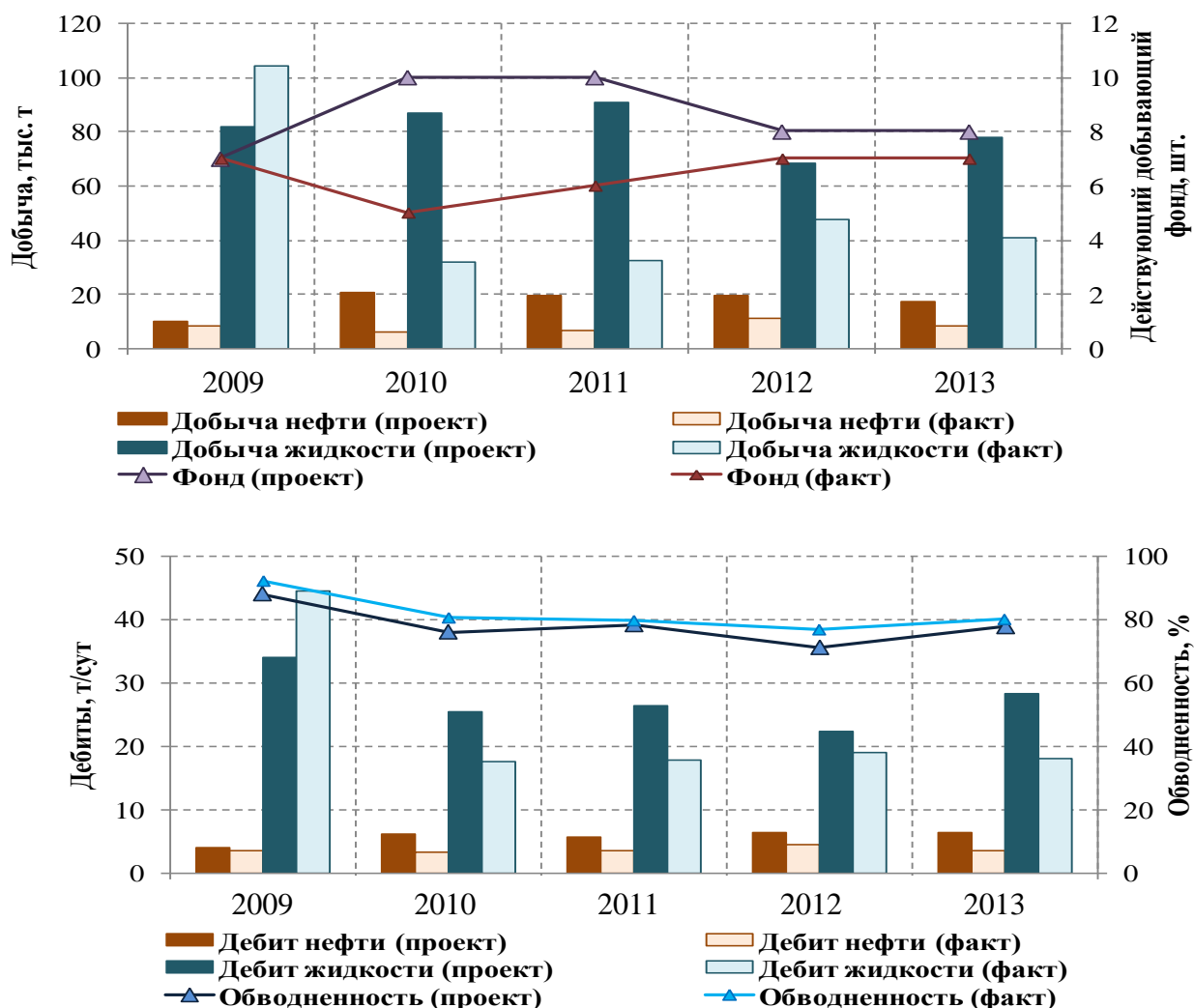


Рисунок 7 - Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по турнейскому объекту за период 2009 – 2013 гг.

2.2.2 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2014 г. на турнейском объекте Западного купола пробурено семь скважин. Так как на данном объекте отсутствует система поддержания пластового давления, все скважины являются добывающими.

Таким образом, в эксплуатационном добывающем фонде числится семь действующих скважин. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г. по объекту представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.
Турнейский объект Западного купола

Наименование	Характеристика фонда скважин	Турней
Фонд добывающих скважин	Пробурено	7
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего, в т.ч.	7
	действующие	7
	из них: фонтанные	
	ЭЦН	1
	ШГН	6

В эксплуатационном фонде числится семь действующих скважин. Все скважины механизированы (ЭЦН, ШГН).

Малодебитный фонд по жидкости (менее 5 м³/сут) состоит из одной скважины или 14 % действующего фонда. С дебитами нефти от 5 до 10 м³/сут работает одна скважина (14 %), с дебитами более 20 м³/сут – пять скважин (72 %).

Малодебитный фонд по нефти (менее 2 т/сут) состоит из четырех скважин или 57 % действующего фонда. С дебитами нефти от 2 до 5 т/сут работают остальные три скважины (43 %).

В целом по объекту текущая обводненность составляет 80 % и распределяется следующим образом (рисунок 8).

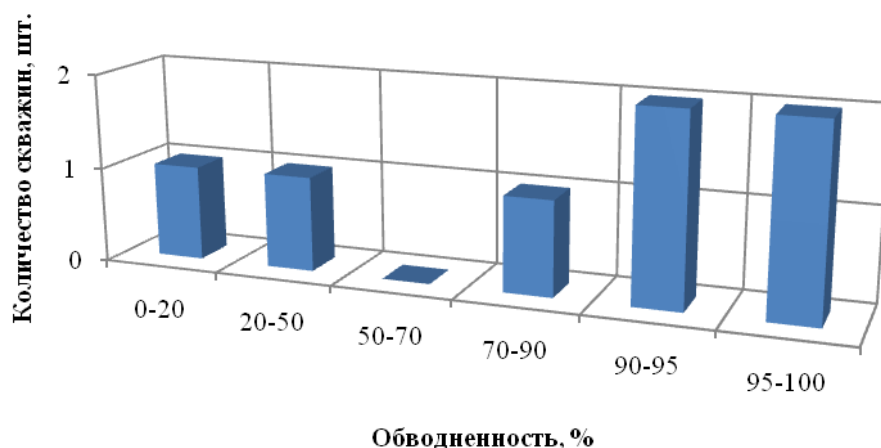


Рисунок 8 - Распределение действующего фонда скважин обводненности по состоянию на 01.01.2014 г. Турнейский объект Западного купола.

2.2.3 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти, на турнейском объекте Черновского месторождения

За анализируемый период на турнейской залежи в одной скважине проведена соляно-кислотная обработка, в четырех скважинах – ремонтно-изоляционные работы, в трех скважинах – оптимизация глубинно-насосного оборудования (причем в двух из них – два раза) (таблица 9, рисунок 9). Дополнительная добыча нефти от СКО составила 1,15 тыс.т, от РИР – 10,3 тыс.т, от оптимизации – 0,6 тыс.т. Следует отметить, что из одиннадцати проведенных ГТМ два оказались не эффективны, так как имели отрицательный прирост дебита нефти.

Таблица 9 - Анализ эффективности выполненных ГТМ по турнейскому объекту

№ скв.	Вид ГТМ	Дата ГТМ	Режим работы до ГТМ			Режим работы после ГТМ			Прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, тыс.т
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв, %		
410Р	ПСКО	03.2011	4.5	4.6	2.3	6.3	6.8	8.3	1.8	1.15
310	РИР-СИ	11.2009	2.1	16.8	87.7	1.1	16.6	93.4	-1.0	0.0
402	РИР э.к.	02.2012				3.9	27.3	85.6	3.9	2.1
404	РИР э.к.	11.2011				10.5	10.9	3.4	10.5	7.5
306	РИР ц.м.	08.2011	1.5	23.1	93.3	3.1	26.9	88.4	69.5	0.7
310	РИР ц.м.	01.2013	1.3	25.2	95.0	0.3	24.9	98.9	74.8	0.0
305	Оптимизация	10.2009	6.9	12.4	44.1	6.1	17.5	64.9	-0.8	0.0
305	Оптимизация	02.2012	6.0	14.0	57.2	6.6	15.2	56.4	0.6	0.3
306	Оптимизация	11.2009	3.0	27.1	89.1	3.5	39.8	91.3	0.5	0.1
306	Оптимизация	10.2009	3.0	27.1	89.1	3.5	39.8	91.3	0.5	0.1
404	Оптимизация	03.2009	1.8	33.6	94.6	2.1	128.3	98.4	0.2	0.1
Итого										12.05

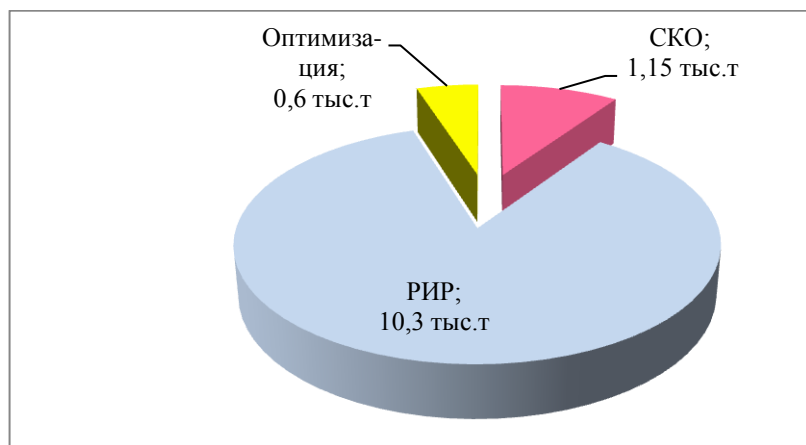


Рисунок 9 - Распределение дополнительной добычи нефти за счет проведенных ГТМ

Меньшее число проведенных ГТМ по этому объекту по сравнению с другими связано с высоким обводнением добываемой продукции по действующему фонду скважин.

2.2.4 Анализ выработки запасов нефти

Утвержденные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по турнейскому объекту Западного поднятия составляют (по категории В) – 1395 тыс.т /469 тыс.т. Накопленная добыча нефти составила 154,6 тыс. т или 32,9 % от НИЗ.

Утвержденный КИН по категории В – 0,336 д.ед.

Текущий коэффициент извлечения нефти по объекту на 01.01.2014 г. составляет 0,111 д.ед. от запасов категории В (рисунок 10).

Накопленный ВНФ равен 0,4 д.ед.

Кратность выработки запасов нефти составляет 39 лет.

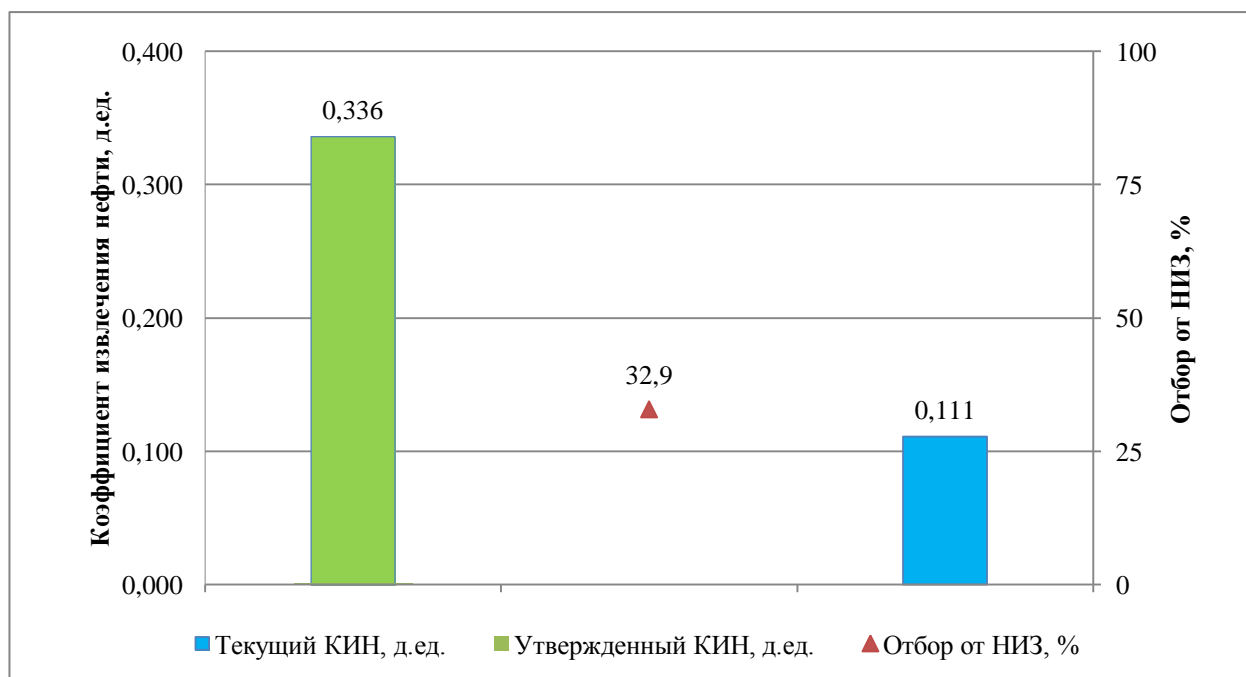


Рисунок 10 - Показатели выработки запасов нефти по турнейскому объекту на 01.01.2014 г.

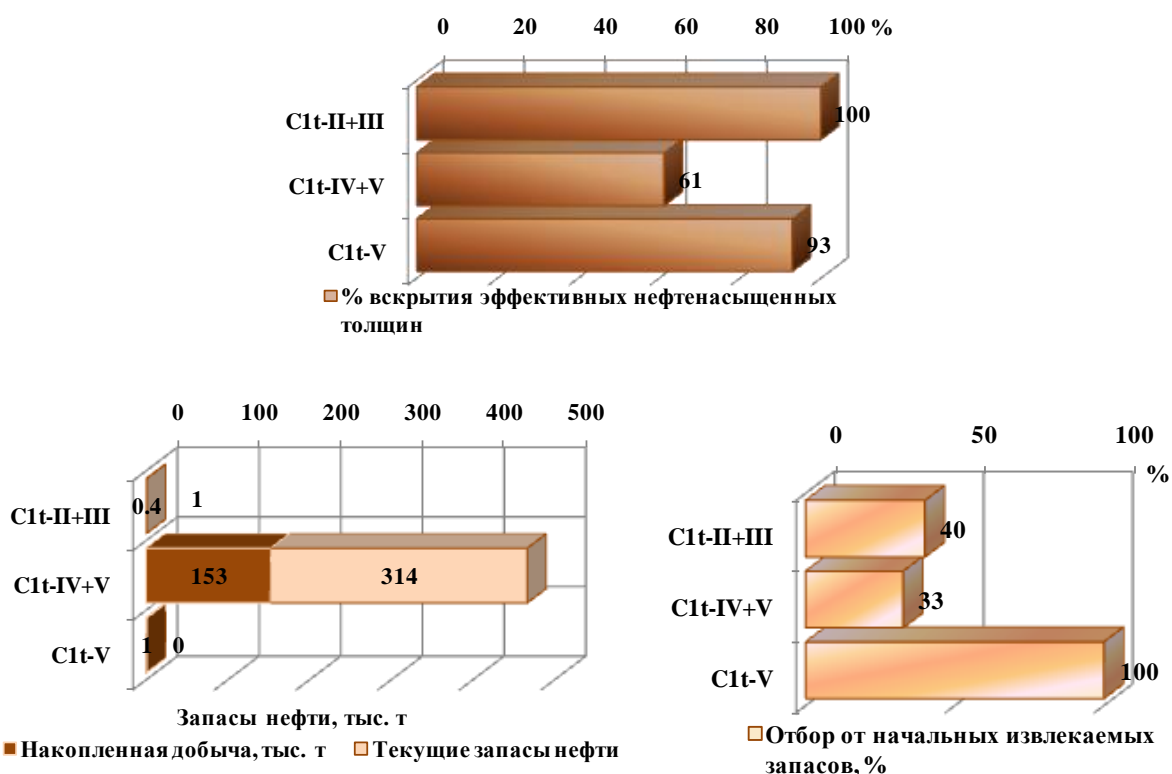


Рисунок 11 - Доля вскрытой нефтенасыщенной (эффективной) толщины в скважинах и показатели выработки запасов, отбор от начальных извлекаемых запасов по турнейскому объекту Западного купола.

2.2.5 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Выработка запасов нефти из пластов турнейского возраста протекает при сложных геологических условиях. Карбонатный разрез продуктивных пластов представлен переслаиванием проницаемых пропластков и плотных пород [9,10].

Турнейский объект согласно проектным решениям разрабатывается по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 400 м. Продуктивные отложения, имеющие промышленное значение, эксплуатируются только на Западном поднятии.

Турнейский объект разрабатывается на естественном режиме. Снижение пластового давления за весь период разработки незначительно (снизилось на

1% по сравнению с начальным). Связь с законтурной областью характеризуется как высокая.

Для разработки объекта характерны средние темпы отбора нефти. Так, при максимальном уровне добычи нефти, достигнутом в 2005 г., темп отбора составил всего 3,99 % от начальных извлекаемых запасов нефти. С начала разработки отобрано 154,6 тыс. т нефти, что составляет 32,9 % от начальных извлекаемых запасов нефти. Текущий коэффициент извлечения нефти на 67 % ниже утвержденного и составляет 0,111 д.ед. вместо 0,336 д.ед.

Выполненный анализ текущего состояния разработки турнейского объекта Черновского месторождения позволяет отметить следующее:

- реализуемая система разработки на разбуренных участках турнейского объекта соответствует проектной – идет разработка на естественном режиме по равномерной треугольной сетке скважин;
- основные фактические показатели разработки отстают от проектных значений;
- поддержание годовых уровней добычи связано с проведенными ГТМ и установившимися режимами эксплуатации скважин. Наиболее эффективными геолого-техническими мероприятиями в скважинах являются ремонтно-изоляционные работы;
- по ряду скважин наблюдается прогрессирующий рост обводненности. Так, 2 скважины работают с обводненностью продукции 90-95 %, и еще 2 – с обводненностью более 95 %.

Среднегодовая обводненность выше проектной на 2 % и составляет 80 %. Основной причиной высокой обводненности продукции является подтягивание краевых вод.

В соответствии с накопленным в Удмуртии опытом, критерием эффективности разработки объекта является отношение значений обводненности и накопленных отборов от начальных извлекаемых запасов нефти. При успешной разработке это отношение не превышает 2. В случае турнейского объекта Черновского месторождения: $80/32,9 = 2,43$.

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о недостаточной эффективности реализуемой системы разработки. Дальнейшее увеличение депрессии приведет к созданию иных условий фильтрации пластовых флюидов к забоям скважин, выделению растворенного в нефти газа в пластовых условиях, созданию трехфазных систем (газ-нефть-вода), что затруднит доизвлечение остаточных запасов нефти.

Для обеспечения проектной величины КИН и ее увеличения, снижения депрессии на пласт, предотвращения образования невыработанных целиков нефтяных запасов вследствие недобора из-за вывода из эксплуатации обводнившихся скважин возникает необходимость довыработки запасов нефти с помощью бурения боковых горизонтальных стволов (БГС). Данные мероприятия позволят увеличить охват объекта процессом вытеснения, темпы отбора, степень выработки запасов нефти, сократить срок разработки месторождения, увеличить КИН.

3 Специальная часть

3.1 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для увеличения извлечения нефти из пластов

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) в ранее пробуренных эксплуатационных скважинах. Бурение горизонтальных скважин впервые у нас в стране было осуществлено в Башкирии под руководством А.М. Григоряна и В.А. Брагина [11]. В 1947 году на Краснокамском месторождении Башкирии из основного вертикального ствола были пробурены два горизонтальных ствола длиной 30 и 35 метров. В 1957 году на Яблоновском месторождении в Самарской области была пробурена скважина с длиной горизонтального ствола 145 метров.

Однако, как и многие другие ценные разработки, горизонтальное бурение с самого начала не нашло своего развития и промышленного применения в нашей стране. В то же время в США, Канаде и Западной Европе этот метод осваивался, совершенствовался и все больше находил применение. В России, хотя и медленно, бурение горизонтальных скважин стало развиваться и наращиваться с 90-х годов. К концу 2000 года в России было пробурено уже около 2000 горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.

Особую актуальность горизонтальное бурение приобретает для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей и на поздней стадии их разработки. Следует отметить, что большинство нефтяных месторождений отрасли разрабатывается с использованием традиционных методов вытеснения нефти, а именно путем применения различных вариантов заводнения. В неоднородных коллекторах остается немало невыработанных пропластков, «целиков» и других зон, заблокированных по различным причинам.

В 1994 году в Удмуртии началось опытно-промышленное бурение горизонтальных скважин, целью которого было накопление опыта бурения, выявление положительных и отрицательных результатов с целью перехода на промышленное применение горизонтальной технологии проводки. К этому времени в ОАО «Удмуртнефть» имелось более тысячи нерентабельных скважин (с дебитом 0,5-1 т/сут и обводненностью 80 % и более), но во многих из них, по данным исследований, имелись невыработанные пропластки.

При бурении БГС решается задача повышения нефтеотдачи неоднородной залежи за счет более полного охвата пластов воздействием, вовлечения в разработку ранее неработавших продуктивных пластов или их участков в бездействующих, простаивающих, низкопродуктивных, нерентабельных, высокообводненных скважинах. При бурении горизонтальных скважин в качестве забойных двигателей используются турбобуры, винтовые двигатели и электробуры. С целью искусственного искривления ствола скважины в заданном

направлении применяют отклоняющие устройства, предназначенные для создания на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины.

Расположение новых забоев на расстоянии не менее 50 м от забоев ранее пробуренных скважин способствует более полному охвату пластов воздействием и выработке ранее невырабатываемых запасов залежи. Использование существующего ствола скважины для бурения новых стволов позволяет экономить на бурении основного ствола и удешевлять производство работ. Повышение охвата пластов воздействием и равномерность выработки запасов позволят значительно повысить нефтеотдачу. Предлагаемый способ дает также ощутимое увеличение текущего среднесуточного дебита.

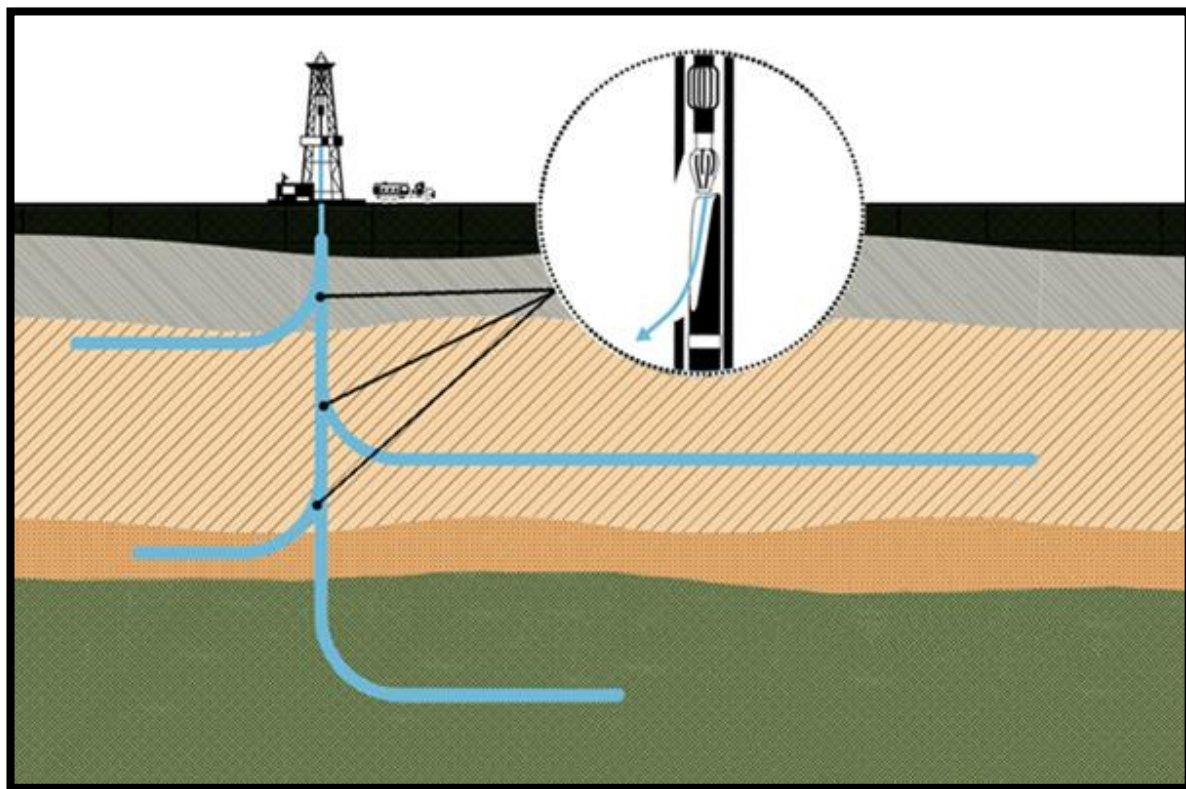


Рисунок 12 – Зарезка боковых стволов

Основываясь на опыте применения бурения боковых горизонтальных стволов, можно отметить, что особую эффективность и целесообразность этот метод показал для месторождений со сложным геологическим строением и на поздней стадии разработки. В неоднородных коллекторах оставлено немало невыработанных пропластков, целиков и других зон, заблокированных по

разным причинам. Применение БГС позволяет существенно улучшить технологические и экономические показатели разработки и обеспечить более высокие темпы нефтедобычи и увеличение нефтеотдачи на 10-15 % [11].

Опыт эксплуатации горизонтальных нефтяных и газовых скважин, а также боковых горизонтальных стволов в отработанных, нерентабельных скважинах у нас в стране и за рубежом показывает, что горизонтальные скважины и боковые горизонтальные стволы позволяют:

1. Повышать нефтеизвлечение из недр за счет увеличения площади фильтрации и интенсификации перетоков нефти и газа из залежи, а также за счет повышения эффективности процессов воздействия на пласт.

2. Значительно повышать дебиты нефти и газа в сравнении с вертикальными скважинами за счет увеличения площади фильтрации.

3. Продлевать безводный или малообводненный период нефтяных скважин.

4. Восстанавливать продуктивность месторождений на поздней стадии разработки.

5. В бездействующих и малодебитных скважинах, фонд которых в России исчисляется десятками тысяч, не только восстанавливать, но и значительно увеличивать, по сравнению с первоначальным (при вводе месторождения в разработку) дебит нефти и газа.

6. Повышать эффективность создания и эксплуатации подземных хранилищ газа.

7. Снижать объемы бурения скважин при вводе в разработку нефтяных и газовых месторождений.

8. Снижать объемы капитальных вложений, особенно в заболоченных и залесенных местах.

Учитывая вышесказанное, следует отметить, что бурение БГС на Черновском месторождении видится наиболее целесообразным, так как месторождение находится на поздней стадии эксплуатации. Хотя выработанность запасов по турнейскому объекту составляет лишь 32,9 %,

добываемая продукция сильно обводнена (общая обводненность равна 80 %, по отдельным скважинам – 90-95 % и более). Из этого следует, что имеются невыработанные застойные зоны и целики. Текущее пластовое давление поддерживается на высоком уровне, необходимом для процесса вытеснения нефти. С целью улучшения показателей разработки месторождения, необходимо применение способов довыработки запасов, к которым и относится зарезка БГС. Это будет способствовать увеличению коэффициента извлечения нефти по объекту, продления периода работы обводнившихся нефтяных скважин, а также снижения объемов капитальных вложений за счет довыработки запасов нефти без привлечения бурения новых добывающих скважин.

3.2 Проектирование зарезки БГС на Черновском месторождении

3.2.1 Определение критериев подбора объектов для зарезки БГС

Геолого-физические и технологические критерии успешности бурения БГС

С учетом горизонтального бурения на месторождениях Удмуртии, а также в других регионах России и за рубежом, основными критериями при выборе объектов под горизонтальное бурение являются: геологический, технологический, технический и экономический [1].

Геологический критерий учитывает геолого-физические параметры залежей, наличие осложняющих геологических факторов бурения горизонтальных стволов и их эксплуатации.

Толщина нефтенасыщенного пласта: чем мощнее нефтенасыщенный пласт, в который проводят забуривание, тем выше вероятность расположить его оптимально. Сейчас подрядные организации ОАО «Удмуртнефть» принимают минимально возможную нефтенасыщенную толщину 2,5 м.

Естественная проницаемость пласта: при небольшой проницаемости пласта коэффициент охвата в случае бурения вертикального ствола мал, поэтому бурение бокового горизонтального ствола на порядок повышает производительность скважины. В случае хорошей проницаемости вертикальная скважина может также дать хороший охват.

Неоднородность продуктивных пластов по площади и разрезу: неоднородность продуктивного пласта снижает его эффективную нефтенасыщенную толщину, так при мощности пласта, равной 4 метрам, при коэффициенте песчанистости, равном 0,75, общая эффективная толщина снижается до 3 метров.

Также, чем выше неоднородность, тем сложнее оценить геологическое строение залежи между скважинами и, как следствие, провести горизонтальный ствол с наиболее оптимальными параметрами. Таким образом, с увеличением неоднородности, помимо всего прочего возрастает фактор случайности, так как горизонтальный участок ствола может попасть не в нефтенасыщенный коллектор, а в непроницаемые породы.

Наличие активных подошвенных вод: так же, как и предыдущий пункт, относится к осложняющим факторам, и при бурении горизонтального ствола его расстояние от водонефтяного контакта должно обеспечивать недопущение прорыва воды. Необходимо формировать горизонтальный ствол в верхней части нефтенасыщенного пласта на максимальном удалении от ВНК, особенно при наличии развитой трещиноватости пород.

Технологический критерий определяется реализованной системой и текущим состоянием разработки, а главное – наличием целиков нефти или слабо охваченных вытеснением участков залежей по площади и по разрезу, которые существующими методами невозможно вовлечь в разработку.

Плотность запасов: включает в себя нефтенасыщенность коллектора, его пористость, а также площадь нефтеносности, и позволяет оценить удельные запасы нефти в определенном объеме породы. Зная его, можно примерно определить возможные запасы нефтяного «целика», на который осуществляют

бурение горизонтального ствола и тем самым оценить возможную экономическую эффективность от бурения.

Выработка запасов нефтяной залежи: от выработки запасов промышленного объекта, на который осуществляется бурение горизонтального ствола, а также от условий их выработки по площади и разрезу зависят возможные технико-экономические показатели. По степени их выработки можно оценить возможные местоположения «целиков» нефти, а также, вкуче с плотностью запасов нефти, их примерные запасы (общие и извлекаемые).

Обводненность пласта: если пласт обводнен, то бурение на него бокового горизонтального ствола не рекомендуется.

Текущее состояние разработки объекта в целом: для определения применения горизонтального бурения необходимо знать текущее пластовое и забойное давление, дебиты скважин на перспективных участках залежи, плотность сетки скважин.

Технический критерий учитывает техническое состояние скважины с точки зрения возможности бурения боковых горизонтальных стволов (целостность эксплуатационной колонны и цементного камня за ней, отсутствие заколонных перетоков).

Длина и диаметр горизонтального ствола: от длины и диаметра горизонтального ствола зависит площадь фильтрации добываемой жидкости, степень охвата объекта. В мире основной упор делают на длину горизонтального ствола (есть случаи бурения горизонтальных стволов длиной 6000 метров и более), что хорошо сказывается на нефтяных месторождениях с легкой маловязкой нефтью, тогда как при условии течения неньютоновских жидкостей (то есть при повышенной вязкости нефти), длина ствола начинает играть не такую существенную роль. Так, по опыту бурения боковых горизонтальных стволов и горизонтальных скважин в ОАО «Удмуртнефть», наибольший удельный прирост дебита на один метр длины горизонтального ствола наблюдается при его длине, равной 100 метрам, после чего начинается его снижение.

При бурении боковых горизонтальных стволов из нерентабельных скважин на длину горизонтального ствола влияет помимо прочего реализованная сетка скважины.

Характер размещения горизонтального ствола по площади и разрезу: от характера размещения горизонтального ствола зависит степень выработки возможного «целика» нефти, а также в случае наличия газовой шапки или подошвенных вод возможность их прорыва (то есть формировать горизонтальный ствол нужно на некотором расстоянии, с «запасом» от газо- или водонефтяных контактов).

Профиль горизонтального ствола:

Существуют следующие теоретические профили горизонтального ствола:

- Горизонтальный. Ствол формируют в пласте горизонтально.
- Восходящий. Ствол формируют в пласте по восходящей линии. Обычно применяется в случае возможного прорыва газа, так как в этом случае есть возможность отсечь участок ствола, по которому прорывается газ, не отключая всего горизонтального участка ствола.
- Нисходящий. Ствол формируют в пласте по нисходящей линии. Применяется в случае близкого водонефтяного контакта и, как следствие, возможного прорыва пластовой воды. Вода будет прорываться по нижнему участку горизонтального ствола, и при его отсечении оставшаяся часть ствола будет продолжать работать, в противном случае пришлось бы отсекал весь ствол.
- «Синусоида». Основное преимущество данного профиля в том, что в условиях слоистого залегания пласта, когда идет чередование проницаемых (нефтенасыщенных) и непроницаемых пропластков, позволяет более полно охватить пласт. Но он имеет и существенные недостатки, которые не позволили получить ему широкое распространение. Одним из таких недостатков является образование «гидрозатвора» в пониженных участках ствола.

Конструкция вертикальной скважины для зарезки БГС: проводится тщательное изучение самой конструкции скважины и ее состояния для оценки

возможного осуществления запланированных мероприятий. Исследуется качество крепления скважины на герметичность заколонного пространства. При наличии заколонных перетоков, источников обводнения и других неисправностей принимается решение о проведении ремонтных работ или отказе от намеченных мероприятий по зарезке второго ствола.

Экономический критерий определяется экономической целесообразностью бурения ГС и БГС с точки зрения окупаемости затрат и необходимой прибыли.

Экономические критерии являются основными при горизонтальной технологии: минимизация затрат на бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, окупаемость вложенных средств на бурение и освоение горизонтального ствола, рентабельность бурения ГС и БГС.

По перспективности горизонтальной технологии бурения скважин все объекты разработки можно подразделить на три категории.

К первой категории отнесены залежи с благоприятными условиями по вышеуказанным критериям. Это, прежде всего, массивные залежи турнейского и башкирского возраста с нефтенасыщенной толщиной не менее 10 м; пластовые залежи верейского и яснополянского объектов с нефтенасыщенной толщиной пластов не менее 3 м.

Ко второй категории относятся объекты с повышенным геологическим и технологическим риском для горизонтального бурения, связанным с высокой расчлененностью нефтенасыщенных объектов, представленных пластами-коллекторами толщиной менее 2 м, наличием газоносного разреза выше нефтяных залежей, зональной ограниченностью залежей и высокой выработанностью запасов. К этой категории относятся почти все объекты разработки многопластового типа башкирского возраста с высокорасчлененными карбонатными коллекторами.

К третьей категории относятся водонефтяные зоны, подгазовые и подошвенные части залежей, а также высоковыработанные объекты. На эти

объекты практически, геологически, технологически и экономически горизонтальная технология неприемлема.

Наиболее высокие перспективы и эффективность связаны с первой группой. Богатый опыт горизонтального бурения на залежи первой группы позволяют с определенной степенью уверенности выделить основные критерии успешности бурения горизонтальных стволов:

- нефтенасыщенная толщина не менее 8-10 м;
- наличие невыработанных «целиков» нефти;
- наличие непроницаемого экрана между нефтенасыщенной и водонасыщенными частями разреза (желательно).

Параметры горизонтального ствола должны быть следующие:

- формирование горизонтального ствола в кровельной части нефтенасыщенного разреза;
- траектория горизонтального ствола горизонтальная или по нисходящей линии;
- длина горизонтального ствола определяется размерами невыработанных участков залежи. Обычно она не должна превышать 1/3 расстояния сетки скважин.

Следует отметить, что Черновское месторождение, как и большая часть месторождений Удмуртии, разрабатывается вертикальными скважинами с применением обычного заводнения. Геолого-физическая характеристика объектов разработки представлена в таблице 1.

Хотя выработанность запасов по турнейскому объекту составляет лишь 32,9 %, добываемая продукция сильно обводнена (общая обводненность равна 80 %, по отдельным скважинам – 90-95 % и более). Из этого следует, что имеются невыработанные застойные зоны и целики. Текущее пластовое давление поддерживается на высоком уровне, необходимом для процесса вытеснения нефти.

Учитывая, что турнейский объект месторождения приурочен к пластово-сводовой залежи со средней нефтенасыщенной толщиной 7,47 м (в некоторых

районах до 12 м), существуют невыработанные целики нефти, имеются мощные нефтенасыщенные участки с невыработанными запасами, отнесем объект к первой категории, т.е. наиболее перспективной для доразработки с помощью зарезки боковых горизонтальных стволов.

3.2.2 Подбор перспективных участков и скважин для зарезки боковых стволов

Целью бурения боковых стволов является вовлечение в разработку застойных зон с высокой текущей нефтенасыщенностью запасов. Поэтому первоначально следует выделить такие зоны с использованием карт распределения нефтенасыщенных зон и толщин (рисунок 13, 14).

Оценить текущую нефтенасыщенность в районе каждой скважины можно, вычислив разницу между удельными извлекаемыми запасами нефти, приходящимися на эту скважину, и запасами нефти, отобранными ею с начала разработки.

Удельные извлекаемые запасы нефти по скважине:

$$Q_{уд.извл.} = h \cdot F \cdot m \cdot k_{н/н} \cdot КИН \cdot \rho_n; \quad (1)$$

где $Q_{уд.извл.}$ – удельные извлекаемые запасы по скважине, т;

h – нефтенасыщенная толщина пласта, м;

F – площадь нефтеносности, м²;

m – пористость, д.ед.;

$k_{н/н}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.;

$КИН$ – коэффициент извлечения нефти, д.ед.;

ρ_n – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³;

Сведем исходные данные в таблицу и произведем расчеты.

Таблица 10 - Определение удельных текущих запасов скважин

	305	306	310	402	403	404	410Р
h, м	9,2	6,1	6,3	5,8	8,0	5,3	7,1
F*, м ²	280857,1						
m, д.ед.	0,13						
k _{н/н} , д.ед.	0,80						
КИН, д.ед.	0,111						
ρ _н , т/м ³	0,917						
Отбор с начала разработки**, т.	34388	26743	7496	37582	19641	12382	16149
Тек. запасы, т.	27352,6	18135,9	18730,6	9335,1	23784,9	15757,5	21109,1

* посчитано с учетом площади нефтеносности объекта (см. таблицу 1) и числа добывающих скважин

** взято из промысловых данных

305: $9,2 \cdot 280857,1 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \cdot 0,111 \cdot 0,917 - 34388 = 27352,7$ т;

306: $6,1 \cdot 280857,1 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \cdot 0,111 \cdot 0,917 - 26743 = 18135,9$ т;

310: $6,3 \cdot 280857,1 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \cdot 0,111 \cdot 0,917 - 7496 = 18730,6$ т;

402: $5,8 \cdot 280857,1 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \cdot 0,111 \cdot 0,917 - 37582 = 9235,1$ т;

403: $8,0 \cdot 280857,1 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \cdot 0,111 \cdot 0,917 - 19641 = 23784,9$ т;

404: $5,3 \cdot 280857,1 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \cdot 0,111 \cdot 0,917 - 12382 = 15757,5$ т;

410Р: $7,1 \cdot 280857,1 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \cdot 0,111 \cdot 0,917 - 16149 = 21109,1$ т.

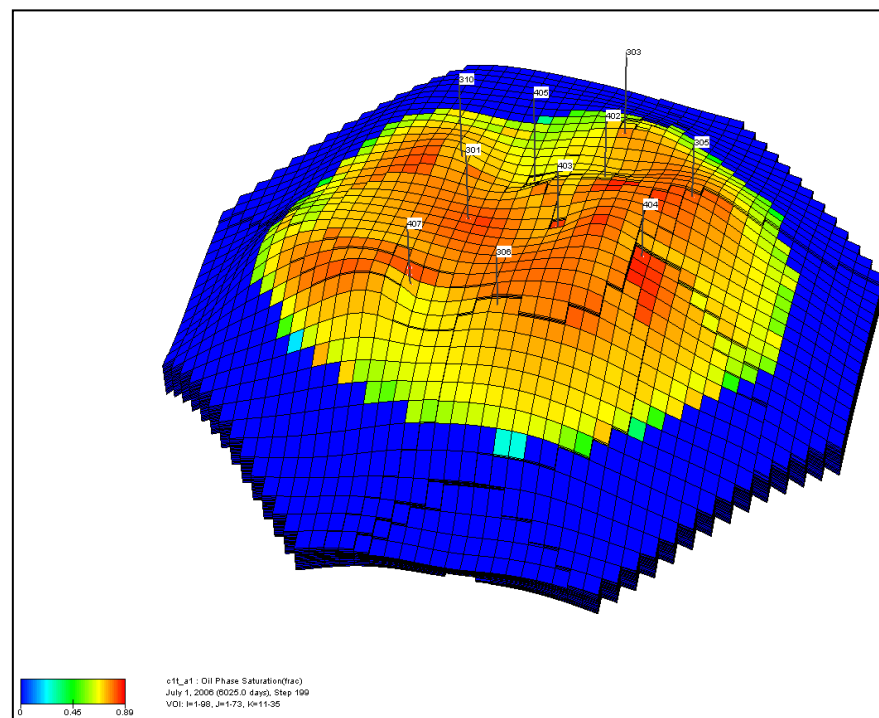


Рисунок 13 – Распределение поля нефтенасыщенности турнейского объекта

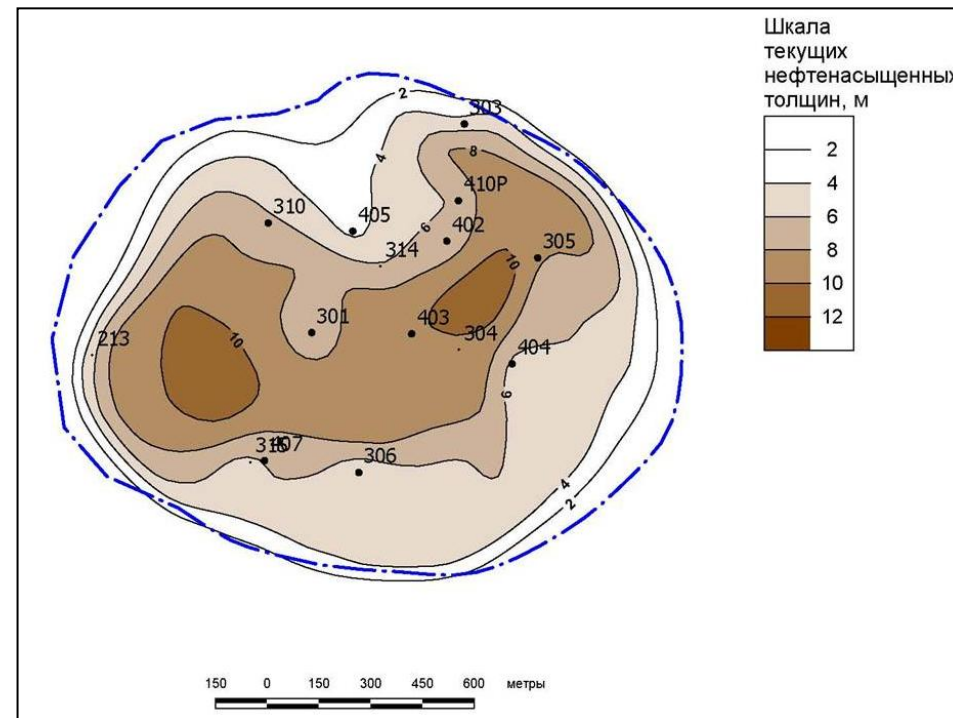


Рисунок 14 – Текущие нефтенасыщенные толщины по турнейскому объекту

Таблица 11 - Параметры эксплуатации добывающих скважин турнейского объекта на 01.01.2014 г.

№ п/п.	№ скв.	Категория скважины	Эксплуата- ционный объект	Дата ввода в эксплуатацию	Тип насоса	Текущие				Параметры работы		
						глубина спуска насоса, м	хвос- товик	Н _{дин.} , м	Р _{заб.} , МПа	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	обводненность, %
Западное поднятие												
1	305	эксплуатац.	турнейский	09.03.1999	ТНМ-44	1450	10	1161	2,954	21,0	1,6	91,8
2	306	эксплуатац.	турнейский	27.09.2001	НВ1Б-44	1420	10	1109	4,652	24,3	1,1	95,2
3	310	эксплуатац.	турнейский	17.07.2003	ЭЦН-60-1500	1500	0	157	2,83	21,4	0,1	99,5
4	402	эксплуатац.	турнейский	28.11.1998	ТНМ-57	1150	0	784	6,768	22,0	1,5	92,7
5	403	эксплуатац.	турнейский	11.02.2001	ТНМ-38	1192	10	830	8,779	22,0	4,3	78,6
6	404	эксплуатац.	турнейский	15.08.2000	ТНМ-32	1450	10	1337	1,519	3,5	3,1	2,0
7	410Р	эксплуатац.	турнейский	26.02.1987*	НВ1Б-44	1400	10	1098	13,04	5,1	3,4	27,1

* работает на турнейский объект с 02.10.2009 г.

Проанализировав расчеты, рисунки и режим, можно сделать следующие выводы.

Практически каждая скважина объекта имеет рядом с собой участки с повышенной плотностью запасов нефти.

Скважина 305

Согласно расчету, окрестности скважины содержат значительные невыработанные запасы нефти (27352,6 т). С учетом ее высокой обводненности (91,8 %), можно сделать вывод, что имеющийся вертикальный ствол скважины неэффективен для довыработки существующих остаточных запасов нефти.

Для участка, где расположена данная скважина, характерны эффективные нефтенасыщенные толщины не менее 8 метров, то есть данный участок соответствует критерию толщины пласта для бурения БГС. В центральной части данной зоны, характеризующейся нефтенасыщенными толщинами порядка 10 метров, можно рекомендовать бурение бокового горизонтального ствола (БГС).

Скважина 306

Данная скважина расположена неподалеку от внешнего контура нефтеносности, обводненность ее продукции чрезвычайно высока (95,2 %), что, вероятнее всего, является следствием подтягивания краевых вод. Расчет показал, что в районе скважины имеются невыработанные запасы нефти в размере 18135,9 т. Для их доизвлечения целесообразно произвести зарезку бокового ствола из данной скважины.

Скважина 310

Так же, как и в случае с предыдущими двумя скважинами, является краевой на объекте, что объясняет высокое содержание воды в добываемой продукции (99,5 %) обводнением подошвенной водой. Текущие остаточные запасы составляют приблизительно 18730,6 т, что говорит о наличии вблизи скважины застойных зон скопления нефти, не охваченных дренированием. Нефтенасыщенная толщина пласта в районе скважины равняется 6-8 м. Все

вышеперечисленное позволяет говорить о необходимости и возможности бурения бокового ствола из данной скважины.

Скважина 402

Обводненность продукции характеризуется как довольно высокая (92,7 %). Тем не менее, согласно произведенным расчетам, остаточные запасы нефти в районе данной скважины являются самыми низкими (9235,1 т). Расположенность данной скважины между тремя другими, из которых уже предполагается бурение БГС (305, 306 и 310), делает зарезку бокового ствола из нее нецелесообразной. Еще один фактор, осложняющий проектирование БГС в данной скважине – наличие заколонных перетоков, выявленное с помощью ГДИС.

С учетом всего вышеуказанного, в данной скважине рекомендуется довыработка имеющихся запасов нефти с помощью иных методов увеличения нефтеотдачи.

Скважина 403

Имеет в зоне своего влияния значительные невыработанные запасы (23784,9 т), но, ввиду относительно невысокой обводненности (по сравнению с другими скважинами), на данный момент можно говорить о возможности извлечения данных запасов с помощью имеющегося вертикального ствола скважины.

Скважина 404

Низкая обводненность продукции данной скважины (2 %) говорит о ее неисчерпанном добычном потенциале. Зарезка БГС на текущий момент не рекомендуется.

Скважина 410Р

Как и в предыдущем случае, обводненность продукции невелика. Будучи сравнительно недавно (02.10.2007 г.) переведенной на турнейский объект, данная скважина обладает высоким добычным потенциалом. Бурение БГС на данном этапе эксплуатации нецелесообразно.

Таким образом, на основе анализа возможности каждой скважины претендовать на зарезку из нее БГС, были отобраны три скважины: 305, 306 и 310 (рисунок 15). Их характеристики наиболее полно отвечают критериям успешной довыработки остаточных запасов нефти боковым стволами, перечисленным в предыдущих разделах.

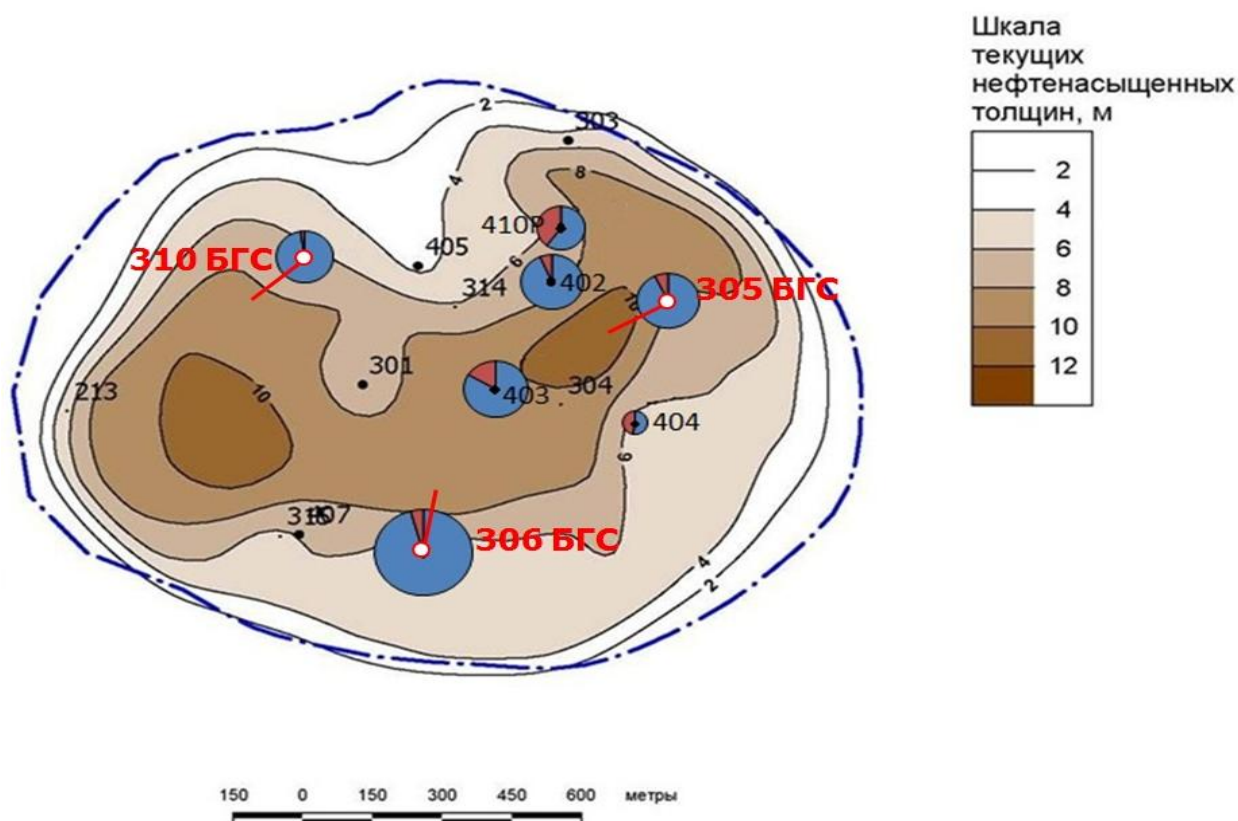


Рисунок 15 - Схема размещения БГС на турнейском объекте Черновского месторождения (проектируемый вариант)

3.3 Определение технологической эффективности при реализации технического решения

3.3.1 Исходные данные определения технологической эффективности зарезки БГС

Исходными данными технологической эффективности бурения БГС на турнейский объект разработки являются [9,10]:

- Режим разработки – упруго-водонапорный;

- Система размещения скважин – равномерная треугольная;
- Расстояние между скважинами – 400 м;
- Нефтенасыщенная толщина пласта – 7,47 м;
- Вязкость пластовой жидкости – 98,4 мПа·с;
- Давление на контуре питания – 15,9 МПа;
- Давление на забое скважины – 2,8...4,7 МПа;
- Радиус скважины – 0,146 м;
- Радиус контура питания – 200 м;
- Абсолютная проницаемость пласта – 0,208 мкм².

3.3.2 Выбор метода определения технологической эффективности бурения БГС

Поскольку проектирование БГС производится на объекты, имеющие историю разработки вертикальными скважинами, то наличие фактических показателей разработки облегчает определение технологической эффективности.

Методический подход заключается в следующем [13]. На основе теоретических формул оцениваются дебиты вертикальных скважин, которые затем сравниваются с фактическими дебитами работающих вертикальных скважин. Для согласования расчетных дебитов с фактическими вводятся поправочные коэффициенты, которые комплексно учитывают неточности в определении параметров пластовой системы, входящих в теоретические формулы. Формулу для расчета поправочного коэффициента можно представить в следующем виде:

$$F = \frac{q_{\text{жс факт}}^{\text{е}}}{q_{\text{жс расчет}}^{\text{е}}}; \quad (2)$$

где $q_{\text{жс факт}}^{\text{е}}$ – фактический дебит вертикальной скважины по жидкости, м³/сут;

$q_{\text{жс расчет}}^{\text{е}}$ – расчетный дебит вертикальной скважины по жидкости, м³/сут.

Получаемые таким образом поправочные коэффициенты используются затем в теоретических формулах оценки дебитов горизонтальных скважин.

Данный прием значительно уточняет прогнозирование дебитов горизонтальных скважин и оценку ожидаемого технологического эффекта.

При оценке начального ожидаемого эффекта дебит БГС является расчетной величиной, а дебит вертикальной скважины – фактической.

Разность между прогнозируемым дебитом и фактическим дебитом вертикальной скважины до бурения БГС определяет технологическую эффективность.

Формула Дюпюи для оценки дебита вертикальных скважин:

$$q_{ж\text{ расчет}}^6 = 2\pi Kh \cdot \left(\frac{f_в(s)}{\mu_в} + \frac{f_н(s)}{\mu_н} \right) \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (3)$$

где $q_{ж\text{ расчет}}^6$ – дебит вертикальной скважины по жидкости, м³/сут;

K – абсолютная проницаемость пласта, мкм²;

h – толщина пласта, м;

$f_в(s)$, $f_н(s)$ – относительные фазовые проницаемости для воды и нефти, д.ед.;

$\mu_в$, $\mu_н$ – вязкость воды и нефти в пластовых условиях, мПа·с;

p_k – давление на контуре питания, МПа;

p_c – давление на забое скважины, МПа;

R_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м.

Формула Joshi для оценки дебита горизонтальных скважин:

$$q_{ж\text{ расчет}}^2 = 2\pi Kh \cdot \left(\frac{f_в(s)}{\mu_в} + \frac{f_н(s)}{\mu_н} \right) \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}}; \quad (4)$$

где $q_{ж\text{ расчет}}^2$ – дебит по жидкости скважины с БГС, м³/сут;

K – абсолютная проницаемость пласта, мкм²;

h – толщина пласта, м;

$f_в(s), f_н(s)$ – относительные фазовые проницаемости для воды и нефти, д.ед.;

$\mu_в, \mu_н$ – вязкость воды и нефти в пластовых условиях, мПа·с;

p_k – давление на контуре питания, МПа;

p_c – давление на забое скважины, МПа;

r_c – радиус скважины, м;

L – проектная длина горизонтального ствола, м;

$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}$ – большая полуось эллипса (контур питания).

Для определения относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти используем зависимости вида [19]:

$$f_в(s) = \left(\frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^a \quad \text{для } s_{св} \leq s \leq 1, \quad (5)$$

$$f_н(s) = \left(\frac{1 - s_{н.о.} - s}{1 - s_{н.о.}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s) \quad \text{для } 0 \leq s \leq 1 - s_{н.о.}$$

где: $s_{св}$ – насыщенность пористой среды связанной водой, д.ед.;

$s_{н.о.}$ – остаточная нефтенасыщенность, д.ед.;

s – текущее значение водонасыщенности, д.ед.

В формулах (4) Чарным И.А. по результатам анализа многих лабораторных экспериментов приняты значения [19]:

$$a = 3,5; \quad b = 2,8; \quad c = 2,4.$$

Рассчитав дебиты по жидкости скважин, где планируется зарезка БГС, по формуле (4), произведем оценку их проектных дебитов с учетом найденных по формуле (2) коэффициентов пропорциональности:

$$q_{ж\text{ проект}}^2 = q_{ж\text{ расчет}}^2 \cdot F \quad (6)$$

Дебит скважины с БГС по нефти [м³/сут] с учетом коэффициента пропорциональности:

$$q_{н\text{ проект}}^2 = 2\pi K h \cdot \frac{f_n(s)}{\mu_n} \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \cdot F \quad (7)$$

Чтобы найти дебит БГС по нефти в т/сут, достаточно полученный по формуле (7) дебит жидкости умножить на плотность нефти в пластовых условиях.

Дебит БГС по воде определим как разницу дебитов жидкости и нефти.

Для расчетов динамики дебита БГС рассматривается нестационарный режим фильтрации, учитывающий изменение пластового давления и насыщенностей.

Применяем метод последовательной смены стационарных состояний.

Вводится достаточно малый шаг по времени Δt , в течение которого давление и водонасыщенность в пласте предполагаются постоянными. Дебит скважины по жидкости на отрезке времени Δt определяется по формуле (4). Для очередного отрезка времени, с учетом упругих свойств пласта, из балансовых уравнений определяются новые значения пластового давления и водонасыщенности, которые предполагаются постоянными на очередном отрезке времени. Измененный дебит скважины определяется по формуле (4) с новыми значениями p и s . И так от шага к шагу.

При расчете выделяется некоторая область с площадью S , включающая намечаемый БГС (площадь дренирования проектируемого бокового ствола скважины).

При отсутствии в области S других вертикальных скважин изменение давления за период времени Δt определяется для условий упруго-водонапорного режима разработки по формуле:

$$\bar{p}(t + \Delta t) = \bar{p}(t) - \frac{q(t) - q_k(t)}{V_S \cdot \beta^*} \cdot \Delta t \cdot K_{\text{эспл}}; \quad (8)$$

где $\bar{p}(t)$ – среднее пластовое давление на отрезке времени Δt , МПа;

$q_k(t) = \alpha \cdot q(t)$; α – коэффициент компенсации отбора закачкой;

$q(t)$ – дебит скважины по жидкости на отрезке времени Δt , м³/сут;

$V_S = \pi R_k^2 \cdot h$ – объем залежи в пределах S , м³;

β^* – коэффициент упругоэластичности пласта, МПа⁻¹;

$K_{\text{эспл}}$ – коэффициент эксплуатации фонда скважин.

Затем определяется коэффициент $K_{\text{ком}}^{\text{тек}}$ для всей залежи, который характеризует темп падения давления при разработке:

$$K_{\text{ком}}^{\text{тек}} = 1 - \frac{\Delta \bar{p}}{q(t)} \cdot \beta^* \cdot V_S; \quad (9)$$

где $\Delta \bar{p}$ – уменьшение среднего пластового давления за период, МПа;

$q(t)$ – дебит скважины по жидкости на отрезке времени Δt , м³/сут;

β^* – коэффициент упругоэластичности пласта, МПа⁻¹;

V_S – объем залежи в пределах S , м³.

Определенный таким образом $K_{\text{ком}}^{\text{тек}}$ будем использовать в расчетах изменения водонасыщенности для области S . Полагаем, что в этой области имеет место тот же $K_{\text{ком}}^{\text{тек}}$, что и для всей залежи. Предположим также, что разработка площади S будет вестись с соблюдением условия $K_{\text{ком}}^{\text{тек}} = \text{const}$.

Изменение средней водонасыщенности учитывается формулой:

$$s(t + \Delta t) = s(t) + \frac{K_{\text{ком}}^{\text{тек}} \cdot q(t) - q_6(t)}{V_{\text{пор}}} \cdot \Delta t \cdot K_{\text{эспл}}; \quad (10)$$

где $s(t)$ – водонасыщенность пласта на отрезке времени Δt ;

$q_6(t)$ – дебит скважины по воде на отрезке времени Δt , м³/сут;

$V_{пор} = V_s \cdot m$ – поровый объем залежи в пределах S , м³ (m – пористость).

Используя $\bar{p}(t + \Delta t)$ и $s(t + \Delta t)$ в качестве новых исходных данных, переходим к расчетам на очередном отрезке времени, повторяя все пункты алгоритма.

Приведенный выше способ расчета дебитов скважин с БГС широко применяется на этапе проектирования и дает представление об эффективности использования данного метода увеличения нефтеотдачи. Расчет дает оценку технологических показателей лишь в первом приближении, для более точных оценок необходим учет нестационарности и неизотермичности фильтрации, а также анизотропии пласта [16], что требует более сложных инженерных расчетов. В данной работе ограничимся оценочными расчетами дебитов жидкости и нефти с помощью формул (2) - (10).

КИН по расчетным вариантам оценивается как произведение двух коэффициентов:

$$КИН = K_{выт} \cdot K_{охв}; \quad (11)$$

где $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения;

$K_{охв}$ – коэффициент, учитывающий влияние сетки скважин на охват процессом вытеснения.

Коэффициент охвата определяется по формуле:

$$K_{охв} = e^{-\alpha S}; \quad (12)$$

где S – плотность сетки скважин, км²/скв;

$\alpha = Q/(100 \cdot q_0)$ – коэффициент, учитывающий влияние сетки скважин на охват процессом вытеснения, км⁻²;

Q – начальные геологические запасы, тыс.т;

q_0 – среднегодовой начальный дебит нефти одной скважины, тыс.т.

В случае, когда объект разрабатывается только вертикальными скважинами, S определяется как отношение площади нефтеносности к числу

добывающих скважин. В случае наличия скважин с БГС, формула плотности сетки скважин:

$$S_i = \frac{F}{n_1 + 2n_2}; \quad (13)$$

где F – площадь нефтеносности объекта, км²;

n_1 – количество вертикальных скважин, шт.;

n_2 – количество скважин с БГС, шт.

Данная методика предложена ОАО «ТатНИПИнефть» (А.И. Бакиров, И.М. Бакиров) [18], избрана для подсчёта коэффициента охвата как наиболее полно учитывающая особенности разработки и геологического строения месторождения.

Коэффициент вытеснения нефти $K_{\text{выт}}$ – отношение объема нефти $V_{\text{нв}}$, вытесненной каким-либо агентом из образца породы или модели пласта после многократной его промывки (до полного насыщения этим агентом получаемой продукции) к начальному объему нефти $V_{\text{нн}}$, содержащейся в образце породы или модели пласта.

3.3.3 Расчет технологической эффективности реализации БГС

Таблица 12 - Исходные данные для расчета дебитов скважин

Параметр	Скважина		
	305	306	310
K – абсолютная проницаемость пласта, мкм ²	0,458	0,458	0,458
h – толщина пласта, м	9,2	6,1	6,3
$s_{св}$ – насыщенность пористой среды связанной водой, д.ед.	0,21	0,21	0,21
$s_{н.о.}$ – остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	0,397	0,397	0,397
$\mu_в$ – вязкость воды в пластовых усл., мПа·с	1,5	1,5	1,5
$\mu_н$ – вязкость нефти в пластовых усл., мПа·с	98,4	98,4	98,4
p_k – давление на контуре питания, МПа	15,9	15,9	15,9
ρ_n – плотность нефти в пластовых усл., т/м ³	0,917	0,917	0,917
p_c – давление на забое скважины, МПа	2,954	4,652	2,83
R_k – радиус контура питания, м	200	200	200
r_c – радиус скважины, м	0,146	0,146	0,146
L – проектная длина гориз. ствола, м	100	100	100
β – упругость пласта, МПа ⁻¹	0,1	0,1	0,1
$K_{экспл}$ – коэффициент эксплуатации	0,878	0,878	0,878

Все расчеты будем производить на примере скважины 305. Результаты аналогичных вычислений для скважин 306 и 310 занесем в сводные таблицы.

1. По графику зависимости относительных фазовых проницаемостей и обводненности от водонасыщенности пласта (рисунок 5) найдем значение текущей водонасыщенности (s). Так как обводненность продукции скважин 305, 306, 310 находится в интервале 91,8...99,5, примем для всех скважин $s=0,4$ (рисунок 19).

2. Рассчитаем относительные фазовые проницаемости для воды и нефти по всем вертикальным скважинам. Так как $s_{св} \leq s \leq 1$ и $0 \leq s \leq 1 - s_{н.о.}$, можем воспользоваться формулами (5).

$$f_w(s) = \left(\frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^a = \left(\frac{0,4 - 0,21}{1 - 0,21} \right)^{3,5} = 0,0068 \text{ д.ед.}$$

$$f_n(s) = \left(\frac{1 - s_{н.о.} - s}{1 - s_{н.о.}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s) = \left(\frac{1 - 0,397 - 0,4}{1 - 0,397} \right)^{2,8} \cdot (1 + 2,4 \cdot 0,4) = 0,0930 \text{ д.ед.}$$

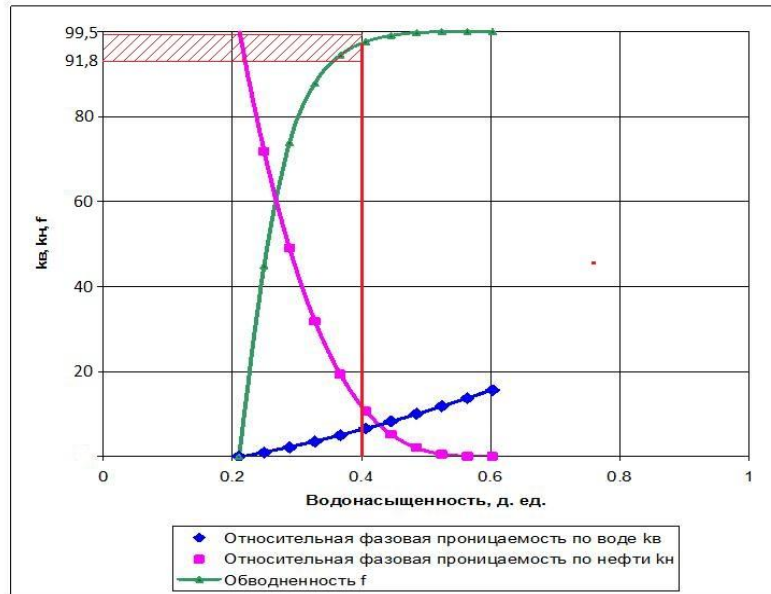


Рисунок 16 - Зависимость текущей обводненности продукции скважин от водонасыщенности пласта

3. Определим расчетные дебиты по формуле (3) и поправочные коэффициенты по формуле (2).

Пример (скважина 305):

$$q_{ж\text{ расчет}}^6 = 2\pi Kh \cdot \left(\frac{f_w(s)}{\mu_w} + \frac{f_n(s)}{\mu_n} \right) \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_c}} =$$

$$= 6,28 \cdot 0,458 \cdot 9,2 \cdot \left(\frac{0,0068}{1,5} + \frac{0,0930}{98,4} \right) \cdot \frac{(15,9 - 2,954) \cdot 86,4}{\ln \frac{200}{0,146}} = 22,51 \text{ м}^3 / \text{сут};$$

$$F = \frac{q_{ж\text{ факт}}^6}{q_{ж\text{ расчет}}^6} = \frac{21,0}{22,51} = 0,933.$$

4. Рассчитаем относительные фазовые проницаемости для воды и нефти для каждого БГС. При этом учтем, что бурение БГС планируется в зонах, где содержатся невыработанные запасы безводной нефти. Таким образом, примем начальную обводненность продукции равной 0 и текущую водонасыщенность равной связанной водонасыщенности ($s = s_{св} = 0,21$).

Так как $s_{св} \leq s \leq 1$ и $0 \leq s \leq 1 - s_{н.о.}$, можем воспользоваться формулами (5).

$$f_w(s) = \left(\frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^a = \left(\frac{0,21 - 0,21}{1 - 0,21} \right)^{3,5} = 0 \text{ д.ед.}$$

$$f_n(s) = \left(\frac{1 - s_{н.о.} - s}{1 - s_{н.о.}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s) = \left(\frac{1 - 0,397 - 0,21}{1 - 0,397} \right)^{2,8} \cdot (1 + 2,4 \cdot 0,4) = 0,4536 \text{ д.ед.}$$

5. Определим дебиты по жидкости скважин с БГС по формуле (4) (с учетом найденных в п. 4 относительных фазовых проницаемостей), а затем найдем их проектные дебиты с учетом коэффициентов пропорциональности:

Пример (скважина 305 БГС):

$$q_{ж \text{ расчет}}^2 = 2\pi K h \cdot \left(\frac{f_g(s)}{\mu_g} + \frac{f_n(s)}{\mu_n} \right) \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}} =$$

$$= 6,28 \cdot 0,458 \cdot 9,2 \cdot \left(\frac{0}{1,5} + \frac{0,4536}{98,4} \right) \cdot \frac{(15,9 - 2,954) \cdot 86,4}{\ln \frac{412,7 + \sqrt{412,7^2 - \left(\frac{100}{2}\right)^2}}{100/2} + \frac{9,2}{100} \cdot \ln \frac{9,2}{6,28 \cdot 0,146}} =$$

$$= 45,29 \text{ м}^3 / \text{сут},$$

где

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} = \frac{100}{2} \cdot \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot 200}{100} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} = 412,7 \text{ м};$$

$$q_{ж \text{ проект}}^2 = q_{ж \text{ расчет}}^2 \cdot F = 45,29 \cdot 0,933 = 42,25 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

6. Определим проектные дебиты по нефти скважин с БГС по формуле (7).

Пример (скважина 305 БГС):

$$q_{н \text{ проект}}^2 = 2\pi K h \cdot \frac{f_n(s)}{\mu_n} \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \cdot F =$$

$$= 6,28 \cdot 0,458 \cdot 9,2 \cdot \frac{0,4536}{98,4} \cdot \frac{(15,9 - 2,954) \cdot 86,4}{\ln \frac{412,7 + \sqrt{412,7^2 - \left(\frac{100}{2}\right)^2}}{100/2} + \frac{9,2}{100} \cdot \ln \frac{9,2}{6,28 \cdot 0,146}} \cdot 0,933 =$$

$$= 45,29 \cdot 0,933 = 42,25 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Как видим, в начале доработки турнейской залежи с помощью БГС планируется добывать безводную нефть.

С помощью формул (8)-(10) определим динамику изменения пластового давления и текущей водонасыщенности пласта по мере отбора жидкости. Примем шаг по времени равным одному году и будем вести расчет динамики дебитов БГС для периода, равного 20 годам.

Результаты расчетов по каждому БГС приведены в таблицах 13-15, графики динамики добычи – на рисунках 17-19.

На основании произведенных расчетов по эффективности БГС необходимо определить изменение КИН.

Коэффициент охвата для условий турнейского объекта разработки Черновского месторождения вычисляем по формулам (11) и (12). Произведем расчеты для базового и проектируемого вариантов.

Базовый вариант (без БГС)	Проектируемый вариант (с БГС)
$S = 0,281 \text{ км}^2 / \text{скв};$	$S = 0,197 \text{ км}^2 / \text{скв};$
$Q = 1395 \text{ тыс.м};$	$Q = 1395 \text{ тыс.м};$
$q_0 = 10 \text{ тыс.м};$	$q_0 = 10 \text{ тыс.м};$
$\alpha = 1395 / (100 \cdot 10) = 1,395 \text{ км}^{-2};$	$\alpha = 1395 / (100 \cdot 10) = 1,395 \text{ км}^{-2};$
$K_{охв} = e^{-\alpha S} = e^{-1,3950,281} = 0,676 \text{ д.ед};$	$K_{охв} = e^{-\alpha S} = e^{-1,3950,197} = 0,856 \text{ д.ед};$
$КИН = K_{выт} \cdot K_{охв} = 0,497 \cdot 0,676 = 0,336 \text{ д.ед.}$	$КИН = K_{выт} \cdot K_{охв} = 0,497 \cdot 0,856 = 0,425 \text{ д.ед.}$

При расчете учтено, что для условий турнейского объекта значение коэффициента вытеснения согласно дополнению к технологической схеме [1] составляет 0,497.

Расчет показывает, что бурение трех боковых стволов на турнейском объекте ведет к увеличению коэффициента охвата объекта дренированием на 26,6 % (с 0,676 д.ед. до 0,856 д.ед.), что, в свою очередь, влечет за собой рост КИН с 0,336 д.ед. до 0,425 д.ед. Таким образом, пробуравив 3 БГС, мы добьемся увеличения КИН более чем на четверть по сравнению с базовым.

Учитывая, что текущий КИН держится на уровне 0,111 д.ед., проектируемое решение приведет к его увеличению почти в 4 раза.

Таблица 13 - Расчет динамики работы скважины 305 БГС*

Период, год	Q _ж за период, т	Q _н за период, т
1	11978,2	11977,7
2	11113,1	11107,5
3	10353,4	10329,7
4	9698,9	9636,5
5	9149,5	9023,0
6	8702,0	8486,2
7	8349,3	8023,3
8	8079,8	7630,7
9	7878,7	7303,3
166719,5	153740,0	

* значения (2)-(9) указаны на начало периода

Таблица 14 - Расчет динамики работы скважины 306 БГС*

Период, год	q _ж , м ³ /сут	q _н , м ³ /сут	q _в , м ³ /сут	Обвод- ненность, %	P, МПа	s, д.ед.	f _в (s), д.ед.	f _н (s), д.ед.	Q _ж за период, м ³	Q _н за период, м ³	Q _ж за период, т	Q _н за период, т
1	25,56	25,56	0,00	0,00	15,90	0,21	0,00000000	0,4536	8016,5	8016,5	7351,2	7351,1
2	24,39	24,39	0,00	0,00	15,84	0,2174	0,00000008	0,4352	7654,6	7654,1	7019,4	7018,8
3	23,30	23,30	0,00	0,01	15,78	0,2244	0,00000082	0,4180	7317,9	7315,6	6711,1	6708,4
4	22,29	22,28	0,01	0,05	15,72	0,2311	0,00000312	0,4017	7005,9	6999,5	6426,1	6418,5
5	21,36	21,33	0,03	0,13	15,67	0,2375	0,00000787	0,3864	6718,2	6704,4	6164,2	6148,0
6	20,50	20,44	0,06	0,28	15,62	0,2436	0,00001587	0,3721	6454,7	6429,5	5925,5	5895,9
7	19,72	19,62	0,10	0,50	15,57	0,2494	0,00002767	0,3587	6215,1	6174,1	5710,0	5661,7
8	19,01	18,85	0,16	0,82	15,52	0,2549	0,00004362	0,3462	5999,0	5937,6	5517,3	5444,8
9	18,37	18,14	0,23	1,24	15,48	0,2600	0,00006379	0,3346	5806,0	5719,5	5346,8	5244,8
10	17,80	17,49	0,31	1,75	15,43	0,2648	0,00008797	0,3239	5634,9	5519,4	5197,6	5061,3
11	17,30	16,90	0,41	2,36	15,39	0,2693	0,00011571	0,3141	5484,7	5336,6	5068,5	4893,7
12	16,87	16,35	0,51	3,05	15,35	0,2734	0,00014635	0,3052	5353,9	5170,7	4957,7	4741,5
13	16,49	15,86	0,63	3,80	15,31	0,2772	0,00017908	0,2972	5240,7	5020,8	4863,6	4604,1
14	16,16	15,42	0,74	4,60	15,27	0,2806	0,00021300	0,2900	5143,3	4886,1	4784,0	4480,6
15	15,88	15,02	0,86	5,41	15,23	0,2836	0,00024724	0,2835	5059,7	4765,6	4717,1	4370,1
16	15,64	14,67	0,97	6,22	15,19	0,2864	0,00028098	0,2779	4988,1	4658,3	4660,9	4271,7
17	15,44	14,35	1,08	7,01	15,15	0,2888	0,00031352	0,2729	4926,7	4563,0	4613,4	4184,3
18	15,26	14,08	1,18	7,76	15,12	0,2909	0,00034430	0,2685	4873,8	4478,6	4573,2	4106,9
19	15,11	13,83	1,28	8,46	15,08	0,2928	0,00037292	0,2647	4827,9	4404,0	4538,7	4038,5
20	14,97	13,61	1,36	9,10	15,04	0,2944	0,00039914	0,2615	4787,8	4338,1	4508,7	3978,1
Всего:									117509,3	114092,2	108654,8	104622,5

* значения (2)-(9) указаны на начало периода

Таблица 15 - Расчет динамики работы скважины 310 БГС*

Период, год	q _ж , м ³ /сут	q _н , м ³ /сут	q _в , м ³ /сут	Обвод- ненность, %	P, МПа	s, д.ед.	f _в (s), д.ед.	f _н (s), д.ед.	Q _ж за период, м ³	Q _н за период, м ³	Q _ж за период, т	Q _н за период, т
1	30,33	30,33	0,00	0,00	15,90	0,21	0,00000000	0,4536	9476,6	9476,5	8690,1	8689,9
2	28,71	28,71	0,00	0,00	15,83	0,2187	0,00000014	0,4318	8979,0	8977,9	8234,1	8232,7
3	27,23	27,22	0,01	0,02	15,76	0,2270	0,00000147	0,4116	8522,2	8517,4	7816,2	7810,4
4	25,87	25,85	0,02	0,09	15,69	0,2348	0,00000552	0,3928	8105,5	8092,2	7436,3	7420,6
5	24,63	24,57	0,06	0,24	15,63	0,2423	0,00001375	0,3752	7728,7	7700,5	7094,6	7061,4
6	23,52	23,40	0,12	0,50	15,57	0,2492	0,00002728	0,3590	7391,5	7340,9	6791,4	6731,6
7	22,53	22,33	0,20	0,88	15,51	0,2558	0,00004677	0,3441	7093,5	7012,4	6526,1	6430,3
8	21,66	21,36	0,31	1,41	15,46	0,2618	0,00007232	0,3305	6833,6	6714,2	6297,7	6157,0
9	20,91	20,48	0,44	2,09	15,41	0,2674	0,00010349	0,3182	6609,8	6445,7	6104,4	5910,7
10	20,27	19,68	0,59	2,89	15,36	0,2725	0,00013935	0,3071	6419,8	6205,7	5943,2	5690,6
11	19,73	18,98	0,75	3,79	15,31	0,2771	0,00017857	0,2973	6260,1	5993,0	5810,8	5495,6
12	19,28	18,36	0,92	4,75	15,26	0,2812	0,00021963	0,2887	6127,2	5806,0	5703,2	5324,1
13	18,90	17,82	1,08	5,74	15,22	0,2848	0,00026099	0,2812	6017,3	5642,9	5616,3	5174,5
14	18,59	17,34	1,25	6,71	15,17	0,2879	0,00030125	0,2747	5926,4	5501,5	5546,3	5044,8
15	18,33	16,93	1,40	7,64	15,13	0,2906	0,00033928	0,2692	5851,2	5379,5	5489,6	4933,0
16	18,12	16,58	1,54	8,49	15,08	0,2929	0,00037427	0,2646	5788,4	5274,6	5443,1	4836,8
17	17,94	16,28	1,66	9,26	15,04	0,2948	0,00040574	0,2607	5735,6	5184,7	5404,4	4754,4
18	17,79	16,02	1,77	9,95	14,99	0,2965	0,00043350	0,2574	5690,4	5107,5	5371,4	4683,6
19	17,66	15,80	1,86	10,54	14,95	0,2978	0,00045758	0,2548	5651,1	5041,2	5342,5	4622,8
20	17,55	15,61	1,94	11,05	14,91	0,2989	0,00047820	0,2526	5616,5	4984,0	5316,7	4570,3
Всего:									135824,5	130398,2	125978,2	119575,1

* значения (2)-(9) указаны на начало периода

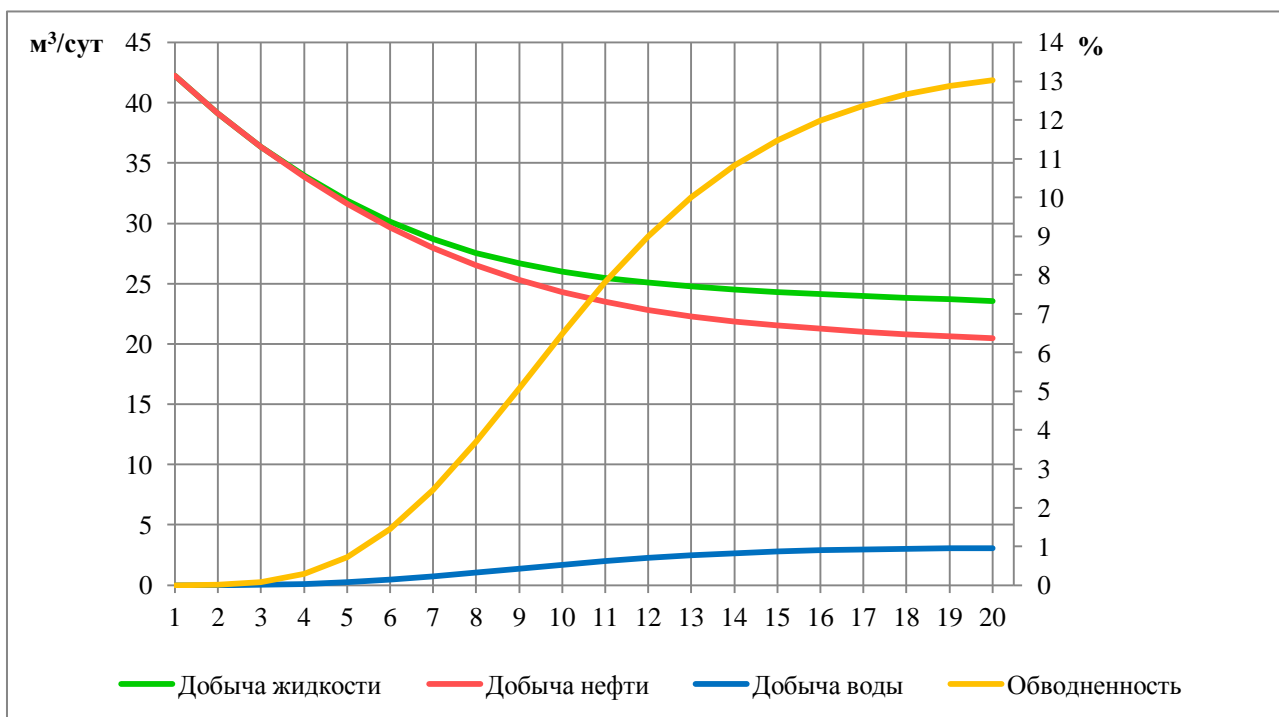


Рисунок 17 - Динамика работы скважины 305 БГС

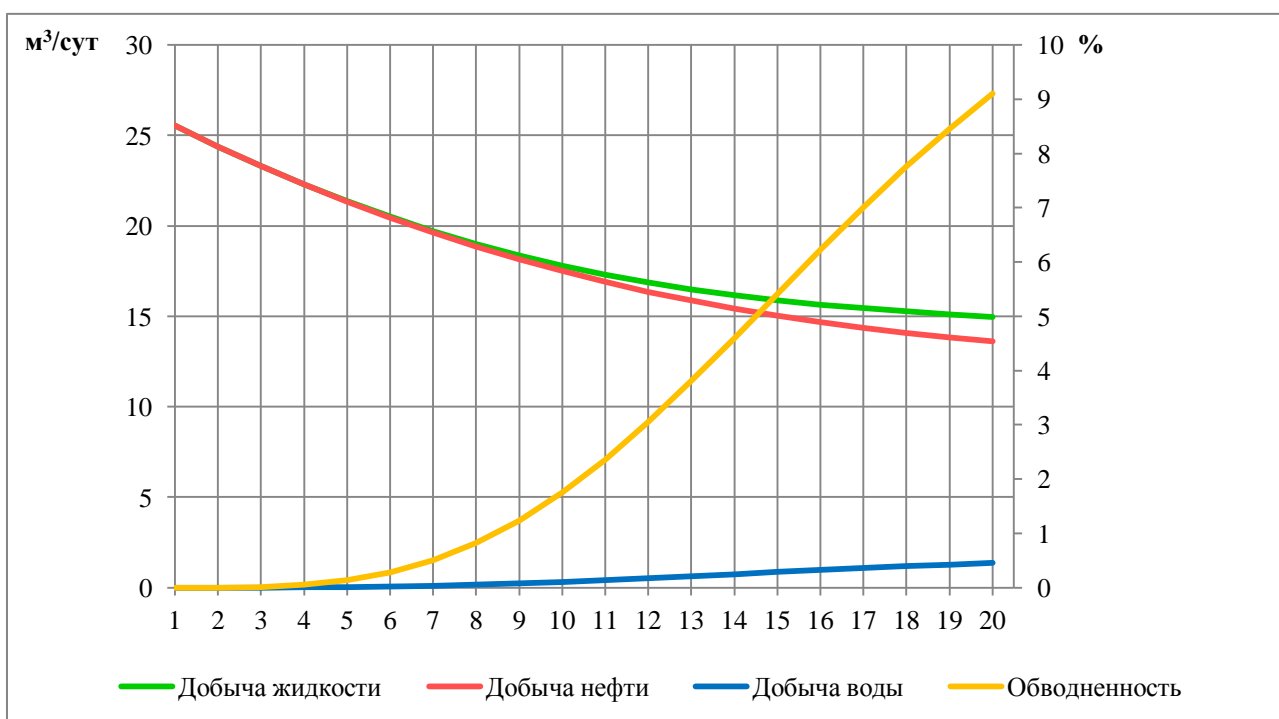


Рисунок 18 - Динамика работы скважины 306 БГС

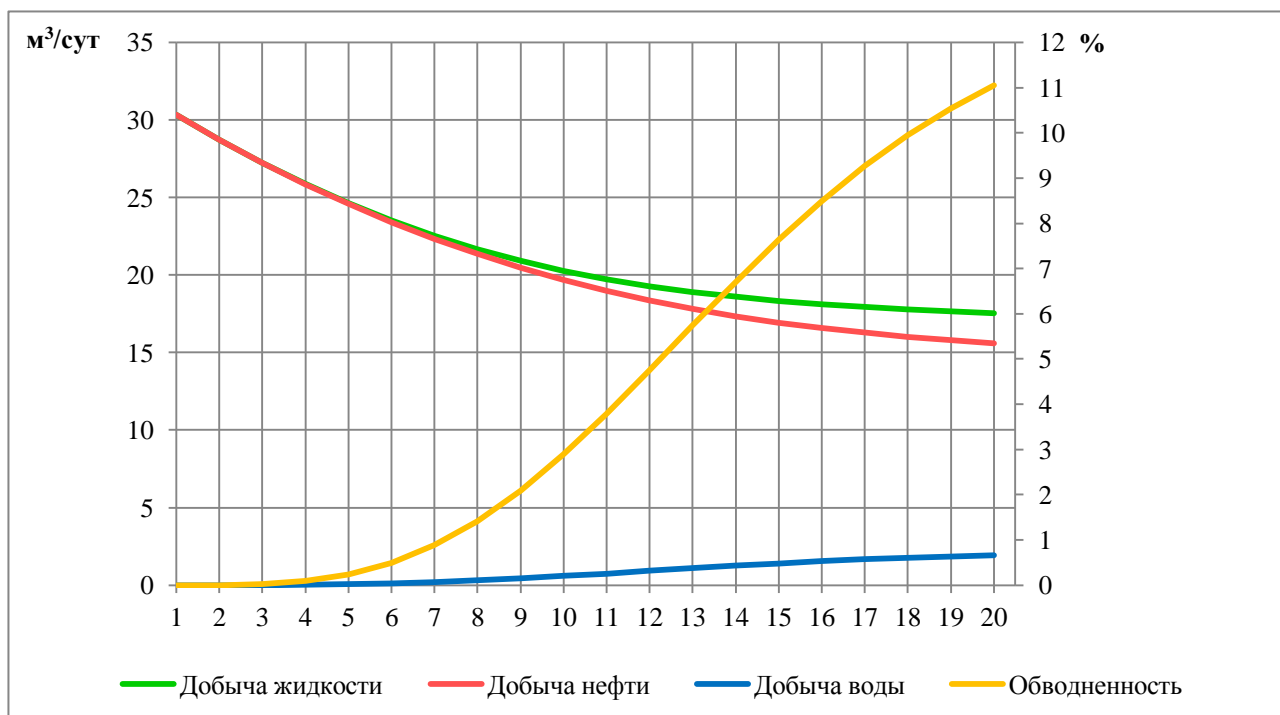


Рисунок 19 - Динамика работы скважины 310 БГС

3.3.4 Сравнение технологических показателей проектируемого технологического решения с утвержденным вариантом

Для оценки технологической эффективности приняты два варианта разработки турнейского объекта Черновского месторождения.

Вариант без БГС [10]:

Разбуривание объекта по равномерной треугольной сетке, расстояние между скважинами 400 м. Система ППД не предусмотрена. В этом случае получены следующие технологические показатели: срок разработки – 39 лет, конечный КИН – 0,336, фонд действующих добывающих скважин – 7, год выхода на проектный уровень – 1-й.

Вариант с БГС:

Разбуривание объекта по равномерной треугольной сетке, расстояние между скважинами 400 м. Система ППД не предусмотрена. Рекомендуется бурение БГС из краевых скважин 305, 306, 310 на продуктивный пласт $C_{1t-IV+V}$ в области с повышенной плотностью остаточных запасов нефти. При

данном режиме разработки получены следующие технологические показатели: срок разработки – 39 лет, конечный КИН – 0,425, фонд действующих добывающих скважин – 7, год выхода на проектный уровень – 1-й. Бурение БГС на пласт $C_{1t-IV+V}$ дает нам возросший КИН и дополнительную накопленную добычу нефти при неизменном фонде скважин за счет повышения охвата пласта сеткой скважин.

Таблица 16 - Технологические показатели принятого и проектируемого вариантов

Показатели	Варианты разработки	
	Базовый (без БГС)	Проектируемый (с БГС)
Сетка размещения скважин	Равномерная треугольная	Равномерная треугольная
Режим разработки	Без ППД	Без ППД
Фонд добывающих скважин, шт	7	7
Фонд нагнетательных скважин, шт	-	-
Количество БГС	-	3
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,497	0,497
Коэффициент охвата сеткой скважин, д.ед.	0,676	0,856
Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,336	0,425

4 Экономическая часть

4.1 Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения

Основная цель экономических расчетов – оценка предлагаемых решений по повышению эффективности системы разработки турнейского объекта Черновского нефтяного месторождения, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Оценка эффективности мероприятия выполнена в рублях в постоянных ценах без учета инфляции.

Проектом предусмотрено пробурить по одному боковому горизонтальному стволу из трех скважин турнейского объекта в связи с предельной обводненностью их продукции.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

Для оценки экономической эффективности понадобятся следующие понятия и формулы:

Дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + EN)^{t-tp}}; \quad (14)$$

где Pt – прибыль от реализации продукции в t -м году, руб.;

At – амортизационные отчисления в t -м году, руб.;

Kt – капитальные вложения в разработку месторождения в t -м году, руб.

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и небюджетные фонды:

$$Pt = \sum_{t=1}^T \frac{Bt - \mathcal{E}t - Ht}{(1 + E_n)^{t-t_p}}; \quad (15)$$

где Pt – прибыль от реализации продукции, руб.;

T – расчетный период оценки деятельности предприятия, годы;

Bt – выручка от реализации продукции, руб.;

$\mathcal{E}t$ – эксплуатационные затраты с амортизацией в t -ом году, руб.;

Ht – сумма налогов, руб.;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации нефти (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем ее добычи:

$$Bt = (C_n \cdot Q_n)_t; \quad (16)$$

где C_n – цена реализации нефти в t -м году, руб.;

Q_n – добыча нефти в t -м году, т.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (Pt + At) / (1 + E_n)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T Kt / (1 + E_n)^{t-t_p}}; \quad (17)$$

Период окупаемости вложенных средств ($P_{ок}$) – продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. То есть это отрезок времени, по истечении которого дисконтированный денежный поток становится и в дальнейшем остается

положительным. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(Pt + At)}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad (18)$$

где $P_{ок}$ - период возврата вложенных средств, годы;

Pt – прибыль от реализации в t -м году, руб.;

At – амортизационные отчисления в t -м году, руб.;

Kt – капитальные вложения в разработку месторождения в t -м году, руб.;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

4.2 Исходные данные для расчета экономических показателей проекта

В таблице 17 приведены данные, необходимые для расчета экономической эффективности. Экономическая оценка проектируемого решения производится на основании РД 153-39-007-96 [21].

Таблица 17 - Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатели	Ед. изм.	Значение
Цена реализации нефти на внутреннем рынке (без НДС)	руб./т	8000,0
Средняя мировая цена нефти сорта «Юралс»	долл./барр.	110,7
<i>Платежи и налоги:</i>		
- налог на имущество (1)	%	2,2
- налог на прибыль (2)	%	20,0
- налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	470*Кц*Кв
<i>Капитальные вложения:</i>		
- стоимость строительства БГС	млн. руб.	13,0
<i>Эксплуатационные затраты:</i>		
- расходы на энергию по подъему жидкости на поверхность (3)	руб./т	112,44
- технологическая подготовка нефти (4)	руб./т	220,0
- сбор и транспорт жидкости (5)	руб./т	54,58
<i>Дополнительные данные:</i>		
Курс рубля к доллару	руб./долл.	30,27
Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин	%	6,67
Ставка дисконтирования	%	15,0

4.3 Расчет экономических показателей проекта

4.3.1 Платежи и налоги

Рассчитаем ставку НДС по формуле:

$$K_{\text{НДС}} = 470 \cdot K_{\text{ц}} \cdot K_{\text{с}}; \quad (19)$$

$$K_{\text{ц}} = (Ц - 15) \cdot P / 261;$$

где $Ц$ – средний уровень цен нефти сорта «Юралс», долл. США/баррель;

P – средний курс рубля РФ к доллару США, руб./долл.

$$K_{\text{в}} = 3,8 - 3,5 \cdot \frac{N}{V};$$

N – суммарная накопленная добыча нефти, тыс. т.;

V – начальные извлекаемые запасы нефти категорий АВС₁ и С₂, тыс. т

Так как по турнейскому объекту Черновского месторождения $\frac{N}{V} = 0,329$,

то принимаем $K_{\text{в}}$ равным 1.

$$K_{\text{НДС}} = 470 \cdot (110,7 - 15) \cdot 30,27 / 261 = 5216,53 \text{ руб./т};$$

$$\Sigma \text{НДС}_1 = K_{\text{НДС}} \cdot \Sigma Q_{\text{н1}} = 5216,53 \cdot 28018,8 = 130300,67 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарный НДС по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 18 приведены полученные данные.

Таблица 18 - Расчет НДС

Период, год	$\Sigma Q_{\text{н}}$ за период, т	$K_{\text{НДС}}$, руб./т	$\Sigma \text{НДС}$, тыс. руб.
1	2	3	4
1	28018,8	5216,53	130300,67
2	26359,0	5216,53	122581,88
3	24848,6	5216,53	115557,90
4	23475,6	5216,53	109172,93
5	22232,4	5216,53	103391,15
6	21113,7	5216,53	98188,77
7	20115,3	5216,53	93545,91
8	19232,4	5216,53	89440,06
9	18458,8	5216,53	85842,06
10	17786,3	5216,53	82714,85
11	17205,7	5216,53	80014,79

Окончание таблицы 18

1	2	3	4
12	16706,7	5216,53	77694,37
13	16279,1	5216,53	75705,44
14	15912,7	5216,53	74001,75
15	15598,6	5216,53	72540,80
16	15328,5	5216,53	71284,69
17	15095,3	5216,53	70200,39
18	14893,0	5216,53	69259,52
19	14716,3	5216,53	68438,01
20	14561,0	5216,53	67715,55

Налог на имущество:

$$\Sigma H_{им} = 3 \cdot \Phi_{скв} \cdot (1) = 3 \cdot 13000 \cdot 0,022 = 858 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления:

$$H_a = 6,67 \%;$$

$$\Sigma A_{оф} = 3 \cdot \Phi_{скв} \cdot H_a = 3 \cdot 13000 \cdot 0,0667 = 1950 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль (см. п. 3.3.5):

$$H_{nl} = \Pi_1 \cdot (2) = 80197,3 \cdot 0,2 = 16039,46 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем налог на прибыль за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 19 приведены полученные данные.

Таблица 19 - Налог на прибыль

Период, год	Прибыль от реализации, тыс. руб.	Ставка налога на прибыль, д.ед.	Налог на прибыль, тыс. руб.
1	2	3	4
1	80197,3	0,2	16039,46
2	75277,5	0,2	15055,50
3	70793,6	0,2	14158,71
4	66705,4	0,2	13341,08
5	62987,3	0,2	12597,46
6	59623,2	0,2	11924,63
7	56601,7	0,2	11320,34
8	53911,8	0,2	10782,35
9	51538,9	0,2	10307,78
10	49463,9	0,2	9892,79
11	47662,8	0,2	9532,57
12	46108,1	0,2	9221,63
13	44770,9	0,2	8954,18
14	43662,6	0,2	8724,52
15	42636,4	0,2	8527,28
16	41787,9	0,2	8357,58
17	41055,7	0,2	8211,15

Окончание таблицы 19

1	2	3	4
18	40421,2	0,2	8084,24
19	39868,4	0,2	7973,67
20	39383,6	0,2	7876,72

4.3.2 Капитальные вложения

Примем капитальные вложения $\Phi_{скв} = 13$ млн. руб. – средние по нормативам капитальных вложений на строительство БГС в одной скважине.

Таким образом, $\Sigma\Phi_{скв} = 3 \cdot 13000 = 39000$ тыс. руб.

4.3.3 Эксплуатационные затраты

Рассчитаем эксплуатационные затраты по следующим статьям:

а) Затраты на энергию по извлечению жидкости из пласта:

$$\Sigma Q_{ж1} \cdot (3) = 28019,5 \cdot 112,44 = 3150,51 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарные затраты на подъем жидкости по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 20 приведены полученные данные.

Таблица 20 - Затраты на подъем жидкости из пласта

Период, год	$\Sigma Q_{ж}$ за период, т	Расходы по извлечению жидкости, руб./т (3)	Σ Затраты на энергию по извлечению жидкости, тыс. руб.
1	2	3	4
1	28019,5	112,44	3150,51
2	26366,6	112,44	2964,66
3	24880,6	112,44	2797,58
4	23561,2	112,44	2649,22
5	22408,3	112,44	2519,59
6	21418,9	112,44	2408,34
7	20585,4	112,44	2314,62
8	19894,8	112,44	2236,97
9	19329,9	112,44	2173,45
10	18871,5	112,44	2121,91
11	18500,4	112,44	2080,18
12	18199,2	112,44	2046,31
13	17952,9	112,44	2018,62
14	17749,3	112,44	1995,73
15	17578,7	112,44	1976,55

Окончание таблицы 20

1	2	3	4
16	17433,4	112,44	1960,21
17	17307,3	112,44	1946,03
18	17195,8	112,44	1933,50
19	17095,5	112,44	1922,21
20	17003,4	112,44	1911,87

б) Затраты на подготовку нефти:

$$\Sigma Q_{ж1} \cdot (4) = 28019,5 \cdot 220 = 6164,28 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарные затраты на подготовку нефти по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 21 приведены полученные данные.

Таблица 21 - Затраты на технологическую подготовку нефти

Период, год	$\Sigma Q_{ж}$ за период, т	Расходы по подготовке нефти, руб./т (4)	Σ Затраты на подготовку нефти, тыс. руб.
1	28019,5	220	6164,28
2	26366,6	220	5800,65
3	24880,6	220	5473,74
4	23561,2	220	5183,47
5	22408,3	220	4929,82
6	21418,9	220	4712,16
7	20585,4	220	4528,79
8	19894,8	220	4376,85
9	19329,9	220	4252,57
10	18871,5	220	4151,72
11	18500,4	220	4070,09
12	18199,2	220	4003,82
13	17952,9	220	3949,64
14	17749,3	220	3904,85
15	17578,7	220	3867,32
16	17433,4	220	3835,34
17	17307,3	220	3807,60
18	17195,8	220	3783,08
19	17095,5	220	3761,00
20	17003,4	220	3740,76

в) Затраты на сбор и транспорт нефти:

$$\Sigma Q_{ж1} \cdot (5) = 28019,5 \cdot 54,58 = 1529,30 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарные затраты на сбор и транспорт нефти по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 22 приведены полученные данные.

Таблица 22 - Затраты на сбор и транспорт нефти

Период, год	$\Sigma Q_{\text{ж}}$ за период, т	Расходы по сбору и транспорту нефти, руб./т (5)	Σ Затраты на сбор и транспорт нефти, тыс. руб.
1	28019,5	54,58	1529,30
2	26366,6	54,58	1439,09
3	24880,6	54,58	1357,99
4	23561,2	54,58	1258,97
5	22408,3	54,58	1223,04
6	21418,9	54,58	1169,05
7	20585,4	54,58	1123,55
8	19894,8	54,58	1085,86
9	19329,9	54,58	1055,02
10	18871,5	54,58	1030,00
11	18500,4	54,58	1009,75
12	18199,2	54,58	993,31
13	17952,9	54,58	979,87
14	17749,3	54,58	968,76
15	17578,7	54,58	959,45
16	17433,4	54,58	951,51
17	17307,3	54,58	944,63
18	17195,8	54,58	938,55
19	17095,5	54,58	933,07
20	17003,4	54,58	928,05

Эксплуатационные затраты:

$$\mathcal{E}_t = \Sigma A_{\text{off}} + \Sigma \text{НДПИ} + \Sigma \text{Затраты по статьям}(t)$$

$$\mathcal{E}_1 = 1950 + 130300,67 + 3150,51 + 6164,28 + 1529,30 = 143094,76 \text{ тыс.}$$

руб.

Аналогичным образом рассчитаем суммарные эксплуатационные затраты по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 23 приведены полученные данные.

Таблица 23 - Эксплуатационные затраты

Период, год	$\Sigma A_{\text{оф}}$, тыс. руб.	$\Sigma \text{НДПИ}$, тыс. руб.	$\Sigma \text{Затраты на извлечение}$, тыс. руб.	$\Sigma \text{Затраты на подготовку}$, тыс. руб.	$\Sigma \text{Затраты на сбор и транспорт}$, тыс. руб.	$\Sigma \text{Эксплуатац. затраты}$, тыс. руб.
1	1950	130300,67	3150,51	6164,28	1529,30	143094,76
2	1950	122581,88	2964,66	5800,65	1439,09	134736,27
3	1950	115557,90	2797,58	5473,74	1357,99	127137,21
4	1950	109172,93	2649,22	5183,47	1258,97	120241,59
5	1950	103391,15	2519,59	4929,82	1223,04	114013,61
6	1950	98188,77	2408,34	4712,16	1169,05	108428,33
7	1950	93545,91	2314,62	4528,79	1123,55	103462,88
8	1950	89440,06	2236,97	4376,85	1085,86	99089,74
9	1950	85842,06	2173,45	4252,57	1055,02	95273,11
10	1950	82714,85	2121,91	4151,72	1030,00	91968,49
11	1950	80014,79	2080,18	4070,09	1009,75	89124,81
12	1950	77694,37	2046,31	4003,82	993,31	86687,82
13	1950	75705,44	2018,62	3949,64	979,87	84603,57
14	1950	74001,75	1995,73	3904,85	968,76	82821,09
15	1950	72540,80	1976,55	3867,32	959,45	81294,11
16	1950	71284,69	1960,21	3835,34	951,51	79981,75
17	1950	70200,39	1946,03	3807,60	944,63	78848,65
18	1950	69259,52	1933,50	3783,08	938,55	77864,66
19	1950	68438,01	1922,21	3761,00	933,07	77004,30
20	1950	67715,55	1911,87	3740,76	928,05	76246,22

4.3.4 Выручка от реализации

Выручка $\Sigma B_t = 8000 \cdot \Sigma Q_n(t)$:

$$\Sigma B_1 = 8000 \cdot \Sigma Q_{n1} = 8000 \cdot 28018,8 = 224150,05 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарную выручку по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 24 приведены полученные данные.

Таблица 24 - Выручка от реализации

Период, год	ΣQ_n за период, т	Цена реализации нефти, руб./т	$\Sigma \text{Выручка от реализации нефти}$, тыс. руб.
1	2	3	4
1	28018,8	8000	224150,05
2	26359,0	8000	210871,79
3	24848,6	8000	198788,78
4	23475,6	8000	187805,00
5	22232,4	8000	177858,89

Окончание таблицы 24

1	2	3	4
6	21113,7	8000	168909,49
7	20115,3	8000	160922,59
8	19232,4	8000	153859,50
9	18458,8	8000	147670,03
10	17786,3	8000	142290,44
11	17205,7	8000	137645,64
12	16706,7	8000	133653,94
13	16279,1	8000	130232,47
14	15912,7	8000	127301,70
15	15598,6	8000	124788,49
16	15328,5	8000	122627,67
17	15095,3	8000	120762,39
18	14893,0	8000	119143,87
19	14716,3	8000	117730,66
20	14561,0	8000	116487,84

4.3.5 Прибыль от реализации

$$\Sigma\Pi_1 = \Sigma B_1 - (\Sigma \mathcal{E}_1 + \Sigma H_{\text{ум}}) = 224150,05 - (143094,76 + 858) = 80197,30$$

тыс. руб.

Аналогичным образом рассчитаем суммарную прибыль по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 25 приведены полученные данные.

Таблица 25 - Прибыль от реализации

Период, год	$\Sigma H_{\text{ум}}$, тыс. руб.	Σ Эксплуатац. затраты, тыс. руб.	Σ Выручка от реализации нефти, тыс. руб.	Σ Прибыль от реализации, тыс. руб.
1	2	3	4	5
1	858	143094,76	224150,05	80197,30
2	858	134736,27	210871,79	75277,52
3	858	127137,21	198788,78	70739,57
4	858	120241,59	187805,00	66705,41
5	858	114013,61	177858,89	62987,28
6	858	108428,33	168909,49	59623,16
7	858	103462,88	160922,59	56601,71
8	858	99089,74	153859,50	53911,76
9	858	95273,11	147670,03	51538,91
10	858	91968,49	142290,44	49463,95
11	858	89124,81	137645,64	47662,83
12	858	86687,82	133653,94	46108,13

Окончание таблицы 25

1	2	3	4	5
13	858	84603,57	130232,47	44770,91
14	858	82821,09	127301,70	43622,60
15	858	81294,11	124788,49	42636,38
16	858	79981,75	122627,67	41787,92
17	858	78848,65	120762,39	41055,74
18	858	77864,66	119143,87	40421,22
19	858	77004,30	117730,66	39868,36
20	858	76246,22	116487,84	39383,62

4.3.6 Дисконтированный поток денежной наличности

$$NPV_1 = (80197,30 + 1950 - 16039,46 - 39000) / 1,15^0 = 23207,84 \text{ тыс. руб.};$$

$$NPV_2 = (75277,52 + 1950 - 15055,50) / 1,15^1 = 50671,32 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем NPV по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 26 приведены полученные данные.

Таблица 26 - Дисконтированный поток денежной наличности

Период, год	ΣПрибыль от реализации, тыс. руб.	ΣА _{оф.} , тыс. руб.	ΣНалог на прибыль, тыс. руб.	Ставка дисконтирования	ΣКап. вложения, тыс. руб.	ΣNPV, тыс. руб.
1	80197,30	1950	16039,46	0,15	39000	23207,84
2	75277,52	1950	15055,50	0,15		50671,32
3	70739,57	1950	14158,71	0,15		41349,61
4	66705,41	1950	13341,08	0,15		33805,75
5	62987,28	1950	12597,46	0,15		27695,63
6	59623,16	1950	11924,63	0,15		22745,10
7	56601,71	1950	11320,34	0,15		18733,35
8	53911,76	1950	10782,35	0,15		15480,86
9	51538,91	1950	10307,78	0,15		12841,07
10	49463,95	1950	9892,79	0,15		10694,28
11	47662,83	1950	9532,57	0,15		8943,21
12	46108,13	1950	9221,63	0,15		7509,36
13	44770,91	1950	8954,18	0,15		6329,93
14	43622,60	1950	8724,52	0,15		5354,98
15	42636,38	1950	8527,28	0,15		4545,00
16	41787,92	1950	8357,58	0,15		3868,76
17	41055,74	1950	8211,15	0,15		3301,54
18	40421,22	1950	8084,24	0,15		2823,74
19	39868,36	1950	7973,67	0,15		2419,68
20	39383,62	1950	7876,72	0,15		2076,83

4.3.7. Индекс доходности

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi t + A t) / (1 + E_H)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K t / (1 + E_H)^{t-p}}$$

Рассчитаем индекс доходности по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 27 приведены полученные данные.

Таблица 27 - Расчет индекса доходности

Период, год	ΣПрибыль от реализации, тыс. руб	ΣA _{оф} , тыс. руб.	Σ(Π+A _{оф}), тыс. руб.	Ставка дисконтирования	Дисконти-рованный (Π+A _{оф}), тыс. руб.
1	80197,30	1950	82147,30	0,15	2,11
2	75277,52	1950	77227,52	0,15	58395,10
3	70739,57	1950	72743,57	0,15	41591,37
4	66705,41	1950	68655,41	0,15	29681,63
5	62987,28	1950	64937,28	0,15	21228,11
6	59623,16	1950	61573,16	0,15	15219,94
7	56601,71	1950	58551,71	0,15	10943,73
8	53911,76	1950	55861,76	0,15	7894,87
9	51538,91	1950	53488,91	0,15	5716,08
10	49463,95	1950	51413,95	0,15	4154,51
11	47662,83	1950	49612,83	0,15	3031,36
12	46108,13	1950	48058,13	0,15	2220,31
13	44770,91	1950	46720,91	0,15	1632,16
14	43622,60	1950	45572,60	0,15	1203,82
15	42636,38	1950	44586,38	0,15	890,56
16	41787,92	1950	43737,92	0,15	660,58
17	41055,74	1950	43005,74	0,15	491,13
18	40421,22	1950	42371,22	0,15	365,88
19	39868,36	1950	41818,36	0,15	273,05
20	39383,62	1950	41333,62	0,15	204,07
Всего:					205800,37

$$PI = 205800 / 39000 = 5,28.$$

4.3.8 Период окупаемости вложенных средств

Так как NPV положителен уже в течение первого периода расчета, то период окупаемости примем равным 1 году.

4.4 Экономическое обоснование проектного технологического решения

Таблица 28 - Результаты расчета экономической эффективности

Период, год	$\Sigma \mathcal{E}_t$, тыс. руб.	ΣB_t , тыс. руб.	$\Sigma П_t$, тыс. руб.	$\Sigma П_q$ ($\Sigma П_t$ за вычетом налога на прибыль), тыс. руб.
1	143094,76	224150,05	80197,30	64157,84
2	134736,27	210871,79	75277,52	60222,01
3	127137,21	198788,78	70739,57	56634,85
4	120241,59	187805,00	66705,41	53364,33
5	114013,61	177858,89	62987,28	50389,83
6	108428,33	168909,49	59623,16	47698,53
7	103462,88	160922,59	56601,71	45281,37
8	99089,74	153859,50	53911,76	43129,41
9	95273,11	147670,03	51538,91	41231,13
10	91968,49	142290,44	49463,95	39571,16
11	89124,81	137645,64	47662,83	38130,27
12	86687,82	133653,94	46108,13	36886,50
13	84603,57	130232,47	44770,91	35816,73
14	82821,09	127301,70	43622,60	34898,08
15	81294,11	124788,49	42636,38	34109,11
16	79981,75	122627,67	41787,92	33430,34
17	78848,65	120762,39	41055,74	32844,60
18	77864,66	119143,87	40421,22	32336,97
19	77004,30	117730,66	39868,36	31894,69
20	76246,22	116487,84	39383,62	31506,90
Всего:	1951922,93	3023501,22	1054418,29	843534,63

Предлагаемое технологическое решение предусматривает реанимацию высокообводнившихся скважин методом бурения боковых горизонтальных стволов, продлевая рентабельный срок их эксплуатации. Анализируя приведенные в таблице 29 показатели, становится очевидной выгода реализации проектного технологического решения.

Таблица 29 - Технико-экономические показатели реализации проектного технологического решения

Показатели	Ед. изм.	Значение показателей
Накопленный дебит нефти	тыс.т	377,9
Накопленный дебит жидкости	тыс.т	401,4
Количество проектируемых БГС	шт.	3
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	1951,92
Выручка от реализации	млн. руб.	3023,50
Прибыль от реализации	млн. руб.	1054,42
Доход инвестора (чистая прибыль)	млн. руб.	843,53
Индекс доходности	д.ед.	5,28
Период окупаемости	годы	1

5 Безопасность и экологичность

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на минимизацию вредных воздействий на экосистему с учетом особенностей природной и геологической среды.

В настоящее время из-за вмешательства человека изменяются свойства и состав литосферы, повышается запыленность атмосферы, её нижние слои насыщаются вредными для живых организмов веществами.

Одной из основных причин, отрицательно действующих на окружающую среду, является добыча углеводородов, которые представляют собой серьезную угрозу для жизни человека, флоры и фауны. Для России, одного из мировых лидеров по нефтедобыче, экологические проблемы стоят наиболее остро.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивание скважин», основным технологическим процессом которого является бурение ствола скважины.

Деятельность оператора буровой установки связана с техническим обслуживанием установки, контролем за процессом бурения, планированием и расчетом траектории бурения. Все процессы проводятся непосредственно на буровой.

Общая оценка условий труда устанавливается по наиболее высокому классу и степени вредности отдельных факторов, общая оценка условий труда

для оператора буровой установки соответствует 3 классу вредности 2 степени. [7].

Анализ опасных и вредных производственных факторов технологического процесса бурения нефтяных скважин представлен в таблице 30 [6]

Таблица 30 –Анализ опасных и вредных производственных факторов

Помещение, участок	Наименование оборудования	Наименование производственного фактора		Нормативная величина фактора
		опасный	вредный	
Насосные агрегаты	насосы	физический: движущиеся части насоса, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации, высокое напряжение электрической цепи	химический: длительное токсическое воздействие на организм углеводородных газов	<u>Уровень шума:</u> 80 дБа <u>ПДК:</u> 0,5 мг/м ³
Колонная аппаратура	ректификационные колонны	химический: отравление углеводородными газами	физические: повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации	<u>Уровень шума:</u> 80 дБа <u>ПДК:</u> 300 мг/м ³

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда.

Наиболее опасной аварийной ситуацией является взрыв газовой смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования.

Аварии, связанные с разливом нефти, увеличивают содержание вредных компонентов в атмосфере из-за выбросов нефти и повышения содержания диоксида углерода при горении нефти.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке месторождения. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Климат месторождений Удмуртии преимущественно умеренно континентальный. Основное влияние на климат оказывает западный перенос с Атлантического океана, но не редко бывают арктические вторжения воздуха с Северно-Ледовитого океана. Зима в Удмуртии начинается во второй половине ноября и длится около пяти месяцев. Максимальная высота снежного покрова наблюдается во второй половине марта и составляет около 60 см. Среднегодовое количество осадков около 550 мм.

Климатический регион (пояс) – II (III), средняя температура воздуха зимних месяцев: $-18,0^{\circ}\text{C}$; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин: 3,6 м/с. [14]

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 $^{\circ}\text{C}$. [27]

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м², непосредственно на буровой нефтяной вышке высотой 41 м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета $0,2 \text{ м}^2$ на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м^2 . [25]

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета $0,1 \text{ м}^2$ на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м^2 . [26]

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [25]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ. [26]

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ А должны быть обозначены знаками безопасности. [26]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 31. [28]

Таблица 31 – Санитарно-гигиенические требования производственному освещению

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м под углом 45-высоте 4 м под углом 45-вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не	25	150
Путь талевого блока	IV	На лестничных площадках, под углом не менее 65-	13	80
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13	80
Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м	30	200
Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м	25	200
Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м	26	200
Превентор	III	Под полом буровой	26	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м	10	50
Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [28]

Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). [23]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [24]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Химические вещества, применяемые в процессе бурения и добычи, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина их действия на организм человека зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Характеристики вредных веществ представлены в таблице 32. [8]

Таблица 32 – Характеристики вредных веществ при бурении и добыче

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	10	3
Углеводороды предельные C1-C10	300	4
СО	20	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
Сажа	4	3

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают обще токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека.

Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %.

Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/м³.

Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Пары бензина поступают в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного вида отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м³.

Оксид углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м³. При концентрации 1800 мг/м³ может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м³ - смерть. [27]

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все привышечные сооружения, имеющие высоту не более 7 м и расположенные в радиусе до 40 м от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний.

Защита питающей высоковольтной линии электропередачи от атмосферных перенапряжений осуществляется для ДЭП-35 кВ и выше – трубными разрядниками и подвеской защитного тока. Категория молниезащиты – II. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м. Тип зоны – Б (95% надежности).

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [7]

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. [7]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования. [20]

В таблице 33 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 33 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Уровень взрывозащиты оборудования – “Gc” (повышенный), знак взрывозащиты вида “e” – повышенная взрывозащита. [30]

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления

автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными извещателями на расстоянии через каждые 50 м. [30]

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт. [7]

Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах.

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 34.

Таблица 34 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти - загрязнение окружающей среды
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Бурение скважины происходит круглосуточно. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

5.7 Экологичность проекта

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат,

связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С учетом накопленного опыта бурения ГС и БГС на разных месторождениях, а также имеющегося опыта разработки Черновского месторождения, в данном проекте мы можем рассмотреть возможность эффективного применения указанной технологии на турнейском объекте месторождения с целью довыработки запасов нефти из участков пласта, слабо охваченных дренированием.

На основе произведенного анализа текущего состояния разработки месторождения были сделаны следующие основные выводы:

1. Разработка турнейского объекта протекает при сложных геологических условиях: карбонатный разрез продуктивных пластов представлен переслаиванием проницаемых пропластков и плотных пород, что указывает на существование застойных зон и невыработанных «целиков».

2. Основные фактические показатели разработки отстают от проектных значений; невыполнение проектных уровней добычи нефти связано преимущественно с меньшими дебитами.

3. По ряду скважин наблюдается прогрессирующий рост обводненности. Так, 2 скважины работают с обводненностью продукции 90-95 %, и еще 2 – с обводненностью более 95 %. Среднегодовая обводненность выше проектной на 2 % и составляет 80 %. Основной причиной высокой обводненности продукции является подтягивание краевых вод.

4. В то же время, выработанность запасов нефти составляет лишь 32,9%.

Для обеспечения проектной величины КИН и ее увеличения за счет увеличения охвата пласта дренированием, и, как следствие, довыработки имеющихся остаточных запасов нефти, было предложено пробурить боковые горизонтальные стволы из наиболее высокообводненных скважин, эксплуатация которых, в ближайшей перспективе, станет не рентабельна. На

основании анализа имеющихся промысловых данных и критериев успешности бурения БГС были выбраны скважины-кандидаты для осуществления проектируемого решения, произведена технико-экономическая оценка его эффективности.

В результате расчетов было показано, что применение проектируемого решения на турнейском объекте ведет к увеличению коэффициента охвата объекта дренированием на 26,6 % (с 0,676 д.ед. до 0,856 д.ед.), что, в свою очередь, влечет за собой рост КИН с 0,336 д.ед. до 0,425 д.ед. Таким образом, пробуравив 3 БГС, можно добиться увеличения КИН более чем на четверть по сравнению с базовым. Учитывая, что текущий КИН держится на уровне 0,111 д.ед., проектируемое решение приведет к его увеличению почти в 4 раза.

Общая дополнительная добыча нефти за 20 лет эксплуатации БГС составит 377,9 тыс. т. При этом чистая прибыль от внедрения проектируемого решения за этот же срок будет равняться 843,5 млн. руб. Период окупаемости проекта – один год.

Таким образом, проект является жизнеспособным, поскольку обеспечивает эффективную довыработку остаточных запасов нефти, увеличивает коэффициент нефтеизвлечения за счет повышения охвата пласта дренированием, значительно продлевает рентабельный срок эксплуатации обводненных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ горно-геологических условий, техники, технологии и эффективности строительства ГС и БГС в республике Удмуртия, критерии применения ГС и БГС. Отчет / ООО ГЕОТЕХ, Ижевск, 2001 г.
2. Бакиров А.И., Бакиров И.М. О коэффициенте вытеснения нефти. – М.: Нефтяное хозяйство, 2006 г.
3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993 г. – 416 с.
4. Богомольный Е.И., Сучков Б.М., Савельев В.А., Зубов Н.В., Головина Т.И. Технологическая и экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Нефтяное хозяйство – 1998, №3, с. 19-21.
5. Бурачок А.В. Исследование взаимодействия горизонтальных боковых стволов в кусте скважин. Нефтепромысловое дело – 2005, №9, с. 8-11.
6. ГОСТ 12.0.003-99 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Переиздание (сентябрь 1988г) с изм. №1.
7. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 14.06.91 № 875.
8. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.09.88 № 3388
9. Дополнение к технологической схеме разработки Черновского нефтяного месторождения Удмуртской республики, ОАО «УНПП НИПИнефть», 2006 г.;
10. Дополнение к технологической схеме разработки Черновского нефтяного месторождения Удмуртской республики, ОАО «УНПП НИПИнефть», 2012 г.;

11. Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела. Москва-Ижевск, 2004 г. – 720 с.
12. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. издательство, 1996 г. – 414 с.
13. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. Строительство горизонтальных скважин. – М.: Нефтяное хозяйство, 2007 г.
14. Мусияченко Е.В., Минкин А.Н. Безопасность жизнедеятельности: учебное-методическое пособие. – Красноярск: СФУ, 2016 – 47 с.
15. Патент №2097536. Способ разработки неоднородной многопластовой залежи. Изобретатель: Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И., Шайхутдинов Р.Т., Просвирин А.А. Патентообладатель ОАО «Удмуртнефть», 1997 г.
16. Патент №2208137. Способ разработки нефтяного месторождения. Изобретатель: Хисамов Р.С., Рамазанов Р.Г., Насыбуллина С.В., Исмагилов Р.Х. Патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, 2003 г.
17. Патент №99117604. Способ разработки нефтяного месторождения. Изобретатель: Рамазанов Р.Г., Петров В.Н., Файзуллин И.Н. Патентообладатель ОАО «Татнефть», Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть» 2001 г.
18. Патент №99117604. Способ разработки нефтяного месторождения. Изобретатель: Рамазанов Р.Г., Петров В.Н., Файзуллин И.Н., 2003 г.
19. Подготовка методик расчета и апробация показателей разработки с применением горизонтальных скважин. Отчет о НИР, ЗАО «УдмуртНИПИнефть». Ижевск, 1998 г. - 73 с.
20. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов
21. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений. РД 153-39-007-96.

22. Салихов М.М., Рафиков Р.Б., Газизов И.Г. Выбор добывающих скважин для зарезки боковых горизонтальных стволов. Нефтепромысловое дело – 2003, №12, с. 77-87.
23. СанПиН 2.2.3.1384-03. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. Введено в действие с 30 июня 2003.
24. СанПиН 2.2.8.49-03. Средства индивидуальной защиты. Введен в действие с 28 октября 2003.
25. СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания. Введен в действие с 1 июля 1994 постановлением Госстроя России.
26. СНиП 23-03-2003. Защита от шума. Введен в действие постановлением Госстроя России от 30 июня 2003 г. №136
27. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование. Введен в действие постановлением Госстроя России от 26 июня 2003 г. №115
28. СНиП 11-4-79. Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению.
29. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
30. СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты.
31. Строительство горизонтальных скважин. Сборник докладов V Международной научно-практической конференции по горизонтальному бурению, г. Ижевск, 23-25 октября, 2000 г. – ГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2001 г.
32. Шашель В.А., Кожин В.Н., Пакшаев А.А. Оценка эффективности расположения скважин и ориентации боковых горизонтальных стволов для однородного по проницаемости пласта. Нефтепромысловое дело – 2006, №6, с. 19-33.